POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

# Comunità energetiche ed edifici a energia quasi zero: un tipico caso studio


Relatore
Filippo Spertino
Correlatore
Matteo Bilardo

Candidata
Angela Amato
Matricola: 246395


Anno Accademico 2018/19

# Ringraziamenti

Ringrazio il professore Filippo Spertino per la disponibilità dimostratami sin dal nostro primo incontro pur non conoscendomi ancora, per avermi aiutata nella ricerca dell'azienda in cui svolgere il tirocinio e, successivamente, avermi seguita nel lavoro di tesi.
Ringrazio il mio correlatore Matteo Bilardo e il professore Enrico Fabrizio per avermi fornito gli strumenti necessari per analizzare il caso studio e per essere stati sempre a disposizione per chiarimenti e approfondimenti.
Ringrazio il dottorando Gabriele e l'assegnista di ricerca Stefania per il supporto, i consigli e il materiale fornitomi.
Ringrazio, inoltre, tutti i dipendenti di Entec S.p.A. per avermi accolto in questi mesi di tirocinio, per avermi fornito spunti e materiale di approfondimento sulle comunità energetiche e, in generale, per aver arricchito la mia formazione.
Vorrei, inoltre, dedicare poche parole di ringraziamento a tutte le persone che sono state al mio fianco durante questo percorso di studi universitari, primi fra tutti i miei genitori. Grazie per avermi permesso di proseguire gli studi nella direzione e nella città da me scelte, nonostante mi abbiano portato lontano da casa. Grazie per avermi sempre supportata. Grazie per esserci sempre nel momento del bisogno ed esser pronti a prendere il primo treno per raggiungermi. Sono consapevole dei sacrifici che ogni giorno fate per me, sebbene non me li abbiate mai fatti pesare.
Ringrazio mia sorella Marianna per essere sempre disponibile per me come io sono e sarò sempre per lei, nonostante la distanza geografica (attualmente non troppa): solo superati gli anni dei litigi sfrenati si apprezza il vantaggio di essere quasi coetanee.
Ringrazio quella che è diventata in questi cinque anni di università la mia seconda famiglia: il primo piano della sezione Valentino del Collegio Einaudi. Sembra ieri che varcavo quella porta su via Galliari per la prima volta, invece era il 2014 e oggi mi ritrovo a essere una delle più "vecchie" del piano, sia a livello anagrafico che per permanenza. Con alcuni di loro ho condiviso l'intero percorso, con altri ci siamo

appena conosciuti e altri ancora sono andati via da tempo, ma li ringrazio tutti, dal primo all'ultimo, per aver reso l'esperienza collegiale e universitaria indimenticabile, dalle dolorose sessioni affrontate tutti insieme appassionatamente nella nostra aula studio ai momenti di svago e divertimento condivisi.
Ringrazio Sergio per avermi supportata e sopportata in questi anni di studi, soprattutto in quest'ultimo periodo molto intenso, e per avermi offerto la sua casa come posto eremitico e silenzioso per concludere la stesura della tesi.
Ringrazio Giusi, la persona con cui ho rischiato di andare a vivere prima ancora di conoscerla "ufficialmente" e con la quale mi sono comunque ritrovata a condividere il percorso accademico sin dal primo anno. Direi che era destino che in un modo o nell'altro ci conoscessimo! È una delle poche persone con le quali mi trovo davvero bene in ogni situazione: dallo studio preesame ai lavori di gruppo, dal confronto su tematiche prettamente universitarie alle conversazioni su argomenti di vita quotidiana, di cui fanno parte le numerose crisi esistenziali.

Un sentito grazie a tutti!

*Angela*

*Torino, 13 dicembre 2019*

# Indice

**Elenco delle figure** VI

**Elenco delle tabelle** X

**Introduzione** 1

**1 La nascita delle comunità energetiche** 3

1.1 Il contesto normativo energetico europeo . . . . . 3

1.2 La trasformazione del settore energetico . . . . . 5

1.2.1 La generazione distribuita . . . . . 5

1.2.2 L'elettrificazione dei consumi . . . . . 6

1.2.3 I sistemi di accumulo di energia . . . . . 7

1.2.4 La digitalizzazione . . . . . 8

1.2.5 L'evoluzione del ruolo del cittadino . . . . . 10

1.3 La definizione di comunità energetica . . . . . 11

1.3.1 La "Comunità di Energia Rinnovabile" . . . . . 11

1.3.2 La "Comunità Energetica dei Cittadini" . . . . . 12

1.3.3 Confronto tra REC e CEC . . . . . 13

1.4 Esempi di comunità energetica in Europa . . . . . 14

1.4.1 Danimarca . . . . . 15

1.4.2 Paesi Bassi . . . . . 17

1.4.3 Germania . . . . . 18

1.4.4 Regno Unito . . . . . 19

**2 Le comunità energetiche in Italia** 21

2.1 Il quadro normativo attuale . . . . . 21

2.1.1 La definizione di autoproduttore . . . . . 21

2.1.2 Le reti elettriche . . . . . 22

2.1.3 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo . . . . . 23
2.2 La diffusione dell'autoconsumo . . . . . 26
2.3 Il futuro dell'autoconsumo . . . . . 27
2.4 Esperienze di comunità energetica . . . . . 29
2.4.1 Cooperativa E-werk Prad . . . . . 29
2.4.2 Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bùt . . . . . 29
2.4.3 Società Elettrica in Morbegno . . . . . 30
2.4.4 Società Cooperativa Elettrica Gignod . . . . . 31
2.4.5 Cooperativa di Comunità di Melpignano . . . . . 31
2.4.6 Cooperativa Centrale Termica Dobbiaco-San Candido . . . . . 31
2.4.7 Comunità energetiche in Piemonte . . . . . 32

**3 Edifici a energia quasi zero** 35
3.1 La definizione di NZEB . . . . . 35
3.2 Gli NZEB in Europa . . . . . 36
3.3 Gli NZEB in Italia . . . . . 39
3.3.1 Inquadramento normativo . . . . . 39
3.3.2 Diffusione . . . . . 43
3.4 Esempi di NZEB in Europa . . . . . 45
3.4.1 BedZED . . . . . 45
3.4.2 Heliotrope . . . . . 46
3.4.3 Fiorita Passive House . . . . . 47

**4 Caso studio: il modulo abitativo PVZEN** 49
4.1 Il progetto PVZEN . . . . . 49
4.2 Selezione del caso studio . . . . . 50
4.3 Inquadramento generale del fabbricato . . . . . 51
4.3.1 Localizzazione . . . . . 51
4.3.2 Dimensioni e destinazione d'uso degli ambienti . . . . . 52
4.3.3 Ostacoli e ombreggiamento . . . . . 54

**5 Modello dell'edificio PVZEN** 57
5.1 Modello geometrico e zone termiche . . . . . 57
5.2 Stratigrafia . . . . . 59
5.3 Serramenti e porta . . . . . 62
5.4 Ombreggiamento . . . . . 63

5.5 Generatori fotovoltaici . . . . . 63
5.5.1 Selezione dei moduli . . . . . 63
5.5.2 Modellazione in *EnergyPlus* . . . . . 64
5.5.3 Posizionamento dei moduli . . . . . 66
5.6 Carichi termici ed elettrici . . . . . 69
5.6.1 Occupazione . . . . . 70
5.6.2 Dispositivi elettronici . . . . . 71
5.6.3 Illuminazione . . . . . 72
5.6.4 Ventilazione . . . . . 73
5.6.5 Infiltrazioni . . . . . 74
5.6.6 Sistema di riscaldamento e raffrescamento . . . . . 75

**6 Modello della comunità energetica** 79
6.1 Caratteristiche energetiche della comunità . . . . . 79
6.2 Bilancio di potenza e indicatori energetici . . . . . 80
6.3 Modello energetico del sistema di accumulo . . . . . 81
6.4 Configurazioni analizzate . . . . . 85

**7 Analisi dei carichi e della produzione** 89
7.1 Analisi dei carichi . . . . . 90
7.1.1 Fabbisogno termico . . . . . 90
7.1.2 Carichi elettrici . . . . . 95
7.2 Analisi della produzione fotovoltaica . . . . . 100

**8 Risultati in termini di autosufficienza e autoconsumo** 105
8.1 Caso base . . . . . 106
8.1.1 Verifica dei requisiti NZEB . . . . . 112
8.2 Installazione degli accumuli . . . . . 115
8.3 Condivisione di energia . . . . . 117
8.4 Condivisione di energia in presenza di sistemi di accumulo . . . . . 118
8.5 Considerazioni finali . . . . . 120
8.5.1 Analisi dei profili giornalieri . . . . . 122
8.5.2 Autosufficienza e autoconsumo mensili . . . . . 127

**Conclusioni** 129

**Bibliografia** 131

# Elenco delle figure


1.1 Obiettivi europei al 2020 e al 2030 [6]. . . . . 5
1.2 Andamento dei consumi finali di energia nell'Unione Europea [11]. . . 7
1.3 Classificazione delle tipologie di accumulo dell'energia elettrica [14]. . 8
1.4 I domini della *smart grid* [15]. . . . . 9
1.5 Il dominio degli utenti finali nella *smart grid* [15]. . . . . 10
1.6 Parco eolico Middelgrunden [20]. . . . . 16
1.7 La turbina eolica della comunità di Horshader [36]. . . . . 20

2.1 Le tipologie di reti elettriche in Italia [38]. . . . . 23
2.2 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo [16]. . . . . 25
2.3 Mappa con evidenza delle centrali idroelettriche e dei Comuni serviti dalla Società Elettrica in Morbegno [47]. . . . . 30
2.4 Territorio servito dalla rete di teleriscaldamento della Cooperativa Centrale Termica Dobbiaco-San Candido [50]. . . . . 32
2.5 Territorio pinerolese interessato dalla futura comunità energetica [55]. 34

3.1 a) Tipologia di edificio; b) Categoria di edificio; c) Bilancio energetico; d) Confine fisico del sistema nelle diverse definizioni di NZEB in Europa [58]. . . . . 37
3.2 a) Periodo del bilancio energetico; b) Metrica; c) Normalizzazione; d) Fattore di conversione nelle diverse definizioni di NZEB in Europa [58]. 38
3.3 Numero di edifici a energia quasi zero in undici regioni italiane (monitoraggio da gennaio 2016 a giugno 2018) [63]. . . . . 44
3.4 Percentuale di edifici a energia quasi zero sul totale degli edifici per regione al 30 giugno 2018 [63]. . . . . 44
3.5 Rappresentazione della fisica dell'edificio BedZED [64]. . . . . 46
3.6 Heliotrope a Friburgo [65]. . . . . 47

3.7 Fiorita Passive House [66]. . . . . 48

4.1 Area interessata dal progetto PVZEN ottenuta con *Google Earth*. . . 52
4.2 Planimetria del modulo PVZEN [68]. . . . . 53
4.3 Vista laterale da Sud-Ovest del modulo PVZEN [68]. . . . . 53

5.1 Vista dall'alto del modello 3D con evidenza dell'orientamento, delle dimensioni della planimetria e delle quattro zone termiche. . . . . 58
5.2 Vista laterale da Sud-Ovest con quotature del modello 3D. . . . . 59
5.3 Stratigrafia delle pareti [69]. . . . . 60
5.4 Raffigurazione dell'edificio PVZEN con le ombre causate dall'edificio I3P. . . . . 63
5.5 Curva I-V in STC del modulo *SunPower X22-360* estrapolata dal database del software SAM. . . . . 64
5.6 Circuito equivalente a singolo diodo [73]. . . . . 65
5.7 Definizione del circuito equivalente a singolo diodo in *EnergyPlus*. . . 66
5.8 Localizzazione dei moduli fotovoltaici con evidenza del loro orientamento e della loro inclinazione. . . . . 67
5.9 Irradianza specifica sulla superficie dei moduli fotovoltaici il 25 luglio. 68
5.10 Irradianza specifica sulla superficie dei moduli fotovoltaici il 23 dicembre. . . . . 68
5.11 Curva delle potenze assorbite dai computer della sala controllo e di un'aula studio. . . . . 71
5.12 Curva di potenza assorbita dal sistema di illuminazione della sala controllo, di un'aula studio e del locale tecnico. . . . . 73

6.1 *Flow chart* relativo alla carica del sistema di accumulo. . . . . 82
6.2 *Flow chart* relativo alla scarica del sistema di accumulo. . . . . 83

7.1 Fabbisogni mensili di energia termica per il riscaldamento. . . . . 90
7.2 Fabbisogni mensili di energia termica per il raffrescamento. . . . . 91
7.3 Andamento del fabbisogno termico e della portata di ventilazione il 18 gennaio per l'aula studio 1. . . . . 93
7.4 Andamento del fabbisogno termico del locale tecnico. . . . . 94
7.5 Andamento del fabbisogno termico dell'aula studio 1. . . . . 94
7.6 Andamento del fabbisogno termico dell'aula studio 2. . . . . 94
7.7 Andamento del fabbisogno termico della sala controllo. . . . . 95

7.8 Carichi elettrici complessivi mensili. . . . . 96
7.9 Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale del locale tecnico. 97
7.10 Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale dell'aula studio 1. 98
7.11 Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale dell'aula studio 2. 98
7.12 Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale della sala controllo. 99
7.13 Produzione fotovoltaica mensile. . . . . 101
7.14 Andamento della produzione fotovoltaica del locale tecnico. . . . . 102
7.15 Andamento della produzione fotovoltaica dell'aula studio 1. . . . . 103
7.16 Andamento della produzione fotovoltaica dell'aula studio 2. . . . . 103
7.17 Andamento della produzione fotovoltaica della sala controllo. . . . . 103

8.1 Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 1. . . . . 106
8.2 Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 2. . . . . 107
8.3 Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 3. . . . . 107
8.4 Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 1. . . . . 108
8.5 Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 2. . . . . 108
8.6 Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 3. . . . . 109
8.7 Valori mensili di autosufficienza in caso di utenze indipendenti. . . . . 111
8.8 Valori mensili di autoconsumo in caso di utenze indipendenti. . . . . 112
8.9 Edificio PVZEN negli istanti in cui l'ombreggiamento delle porte-finestre a opera della tettoia viene sostituito da quello causato dall'edificio I3P. . . . . 113
8.10 Valori mensili di autosufficienza in caso di condivisione di energia. . . 117
8.11 Valori mensili di autoconsumo in caso di condivisione di energia. . . . 117
8.12 Energia autoconsumata contestualmente alla produzione in funzione della capacità di accumulo complessivamente installata. . . . . 120
8.13 Incremento percentuale di $E_{lgc}$ ottenuto aumentando la capacità dell'accumulo con un passo di 4,8 kWh. . . . . 121
8.14 Profili di potenza giornalieri relativi al 6 giugno. . . . . 123
8.15 Profili di potenza giornalieri relativi al 23 dicembre. . . . . 124
8.16 Profili di potenza giornalieri relativi al 12 dicembre. . . . . 124
8.17 Profili di potenza giornalieri relativi al 26 giugno. . . . . 125
8.18 Profili di potenza giornalieri relativi al 10 dicembre. . . . . 125
8.19 Profili di potenza giornalieri relativi al 22 marzo. . . . . 126
8.20 Profili di potenza giornalieri relativi al 15 marzo. . . . . 126

8.21 Valori mensili di autosufficienza con caso di capacità di accumulo di 9,6 kWh e condivisione di energia. . . . . 127
8.22 Valori mensili di autoconsumo con caso di capacità di accumulo di 9,6 kWh e condivisione di energia. . . . . 128

# Elenco delle tabelle


1.1 Differenze tra le definizioni di REC e CEC [17][18][19]. . . . . 13
1.2 Esempi di comunità energetiche in Europa [20][21][22]. . . . . 14

2.1 Potenze installate al 2017 ed energia annuale prodotta e contestualmente consumata nei SSPC e nei SDC [16]. . . . . 26
2.2 Dati relativi all'energia elettrica autoconsumata nel 2017 [6]. . . . . 26

3.1 Valore massimo ammissibile di $H'_T$ (W/m$^2$/K) [59]. . . . . 40
3.2 Valore massimo ammissibile di $A_{sol,est}/A_{sup\,utile}$ (-) [59]. . . . . 41
3.3 Sintesi dei requisiti necessari per la qualifica di edifico a energia quasi zero in Italia. . . . . 43

5.1 Superfici utili e volumi delle quattro zone termiche nel modello. . . . 59
5.2 Spessori ($s$), aree opache ($A_{op}$) e trasmittanze ($U_{op}$) delle superfici disperdenti. . . . . 61
5.3 Spessori ($s$), aree opache ($A_{op}$) e trasmittanze ($U_{op}$) delle pareti divisorie. . . . . 61
5.4 Superficie calpestabile, superficie disperdente, volume lordo climatizzato e il rapporto $S/V$. . . . . 62
5.5 Valori di trasmittanza ($U_w$) e superficie ($A_w$) dei serramenti. . . . . 62
5.6 Estensione superficiale ($A_d$) e trasmittanza ($U_d$) della porta. . . . . 62
5.7 Specifiche tecniche del modulo fotovoltaico *SunPower X22-360* [72]. . 64
5.8 Fabbisogno di energia elettrica per metro cubo di aria movimentata [59]. . . . . 74
5.9 Impostazioni per il funzionamento del sistema di riscaldamento e raffrescamento ideale. . . . . 76

6.1 Limiti di potenza in carica e scarica al variare della taglia dell'accumulo. 85

7.1 Fabbisogni termici mensili. . . . . 91
7.2 Fabbisogni termici annuali. . . . . 92
7.3 Energia elettrica annuale per l'azionamento delle pompe di calore. . . 95
7.4 Carichi elettrici mensili. . . . . 96
7.5 Ripartizione del carico elettrico annuale delle quattro zone termiche. . 97
7.6 Produzione fotovoltaica mensile. . . . . 101
7.7 Produzione fotovoltaica annuale. . . . . 102

8.1 Produzione fotovoltaica ($E_{PV}$) e carico elettrico ($E_{carico}$) annuali delle tre unità di produzione e consumo. . . . . 105
8.2 Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale in caso di utenze indipendenti. . . . . 110
8.3 Energia primaria ($E_P$) associata ai servizi di riscaldamento e raffrescamento. . . . . 114
8.4 Parametri di prestazione energetica relativi all'edificio PVZEN e confronto con i valori limite specifici. . . . . 115
8.5 Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale per varie taglie degli accumuli. . . . . 116
8.6 Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale in caso di condivisione di energia. . . . . 118
8.7 Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale per varie taglie degli accumuli in caso di condivisione del surplus energetico. . . 119
8.8 Sintesi dei risultati di autosufficienza e autoconsumo relativi all'intero edificio. . . . . 120

# Introduzione

Nel corso del 2018 e del 2019 è stato emanato il pacchetto di direttive *Energia pulita per tutti gli europei* al fine di fornire un quadro normativo che guidi l'Europa nella transizione energetica. Un ruolo dominante nel pacchetto è assunto dalle misure da intraprendere per ridurre l'emissione di gas climalteranti, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili e ridurre i consumi energetici per contrastare i cambiamenti climatici.
Alla luce di quanto stabilito dalle Direttive 2018/2001/UE e 2019/944/UE, gli Stati membri dell'Unione Europea dovranno presto recepire e normare le comunità energetiche nelle legislazioni nazionali. Le "Comunità di Energia Rinnovabile" e le "Comunità Energetiche dei Cittadini", seppur con qualche differenza concettuale, ammettono l'aggregazione dei cittadini per la produzione, il consumo, la condivisione e l'accumulo di energia al fine di generare benefici ambientali, economici e sociali. Il recepimento delle comunità energetiche renderà possibile la realizzazione di nuove configurazioni di autoconsumo e permetterà di sfruttare maggiormente le potenzialità del consumo in prossimità del luogo di produzione. Tutto ciò avrà un impatto positivo sull'efficienza del sistema elettrico e contribuirà all'integrazione e alla maggiore diffusione delle fonti rinnovabili intermittenti e delle tecnologie di accumulo.
Inoltre, poiché il settore edilizio è responsabile di una quota significativa dei consumi energetici e delle emissioni di gas climalteranti, come stabilito dalla Direttiva 2010/31/UE precedente al pacchetto, gli edifici pubblici dal 1° gennaio 2019 e tutti gli altri dal 1° gennaio 2021 dovranno essere a energia quasi zero. Gli edifici, dunque, dovranno essere caratterizzati da un basso consumo energetico e avranno una quota minima obbligatoria di produzione di energia da fonte rinnovabile integrata nell'edificio.
In tale contesto si inserisce lo studio del caso analizzato in questo lavoro di tesi, inerente al progetto *PhotoVoltaic Zero Energy Network* (PVZEN) del Politecnico di

Torino. Il progetto prevede la realizzazione di un edificio prefabbricato in legno a energia quasi zero all'interno della Cittadella Politecnica. Il modulo abitativo PVZEN ospiterà al suo interno due aule studio, una sala controllo per il monitoraggio degli impianti e delle prestazioni energetiche e un locale tecnico dedicato all'installazione di inverter e accumuli. Data la destinazione d'uso e ipotizzandone un utilizzo nelle sole ore diurne, esso sarà rappresentativo di un edificio del settore terziario.
I quattro ambienti che lo comporranno saranno virtualmente suddivisi in tre unità energeticamente indipendenti tra loro al fine di sperimentare la condivisione dell'energia prodotta localmente, in vista del prossimo recepimento delle comunità energetiche.
Il fabbisogno termico per la climatizzazione di ogni unità verrà soddisfatto da una pompa di calore ad azionamento elettrico alimentata, insieme al sistema di ventilazione e di illuminazione e alle altre apparecchiature elettriche, da un generatore fotovoltaico integrato nell'edificio. Per le unità più energivore, cioè le due aule studio, è stata ipotizzata l'installazione di accumuli elettrochimici.
All'interno di questo lavoro di tesi le prestazioni termiche ed elettriche del modulo abitativo PVZEN sono state simulate con il software *EnergyPlus*. Dopo aver analizzato i profili di produzione e di carico, sono stati valutati il tasso di autosufficienza e quello di autoconsumo nel caso in cui le tre unità sono tra loro indipendenti e quando si costituisce una piccola comunità energetica. Entrambi i casi sono stati studiati in presenza o meno di sistemi di accumulo di diversa capacità.
L'obiettivo della tesi è presentare un quadro sintetico della normativa europea e italiana in tema di autoconsumo collettivo, concentrandosi sul neonato concetto di comunità energetica, e in tema di requisiti energetici minimi in edilizia, i quali presto diverranno obbligatori per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni importanti. Attraverso gli esempi, rappresentativi di buone pratiche sperimentate in Europa in data antecedente alle direttive, e attraverso il caso applicativo analizzato, si vuole dimostrare che la creazione di comunità energetiche, soprattutto nel contesto dell'edilizia ad alta efficienza, è conveniente a livello energetico. Sarà compito del legislatore rendere le forme di autoconsumo collettivo attuabili, prendendo i dovuti provvedimenti normativi, ed economicamente appetibili.

# Capitolo 1

# La nascita delle comunità energetiche

## 1.1 Il contesto normativo energetico europeo

Le tematiche energetiche sono strettamente connesse con quelle della lotta ai cambiamenti climatici e, in particolare, all'innalzamento della temperatura globale che, se andrà oltre gli 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, rappresenterà una grave minaccia per il futuro dell'umanità. Negli ultimi decenni una delle priorità fondamentali dell'Unione Europea è prevenire i cambiamenti climatici, prima che diventino irreversibili, attraverso una combinazione di normative e misure di sostegno finanziario. L'obiettivo è quello di ridurre le emissioni di gas a effetto serra gradualmente fino all'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050. [1]
Il pacchetto per l'energia e il clima 2020, i cui obiettivi sono stati fissati dai leader dell'Unione Europea nel 2007, recepiti dalle legislazioni nazionali nel 2009 e inseriti nella strategia *Europa 2020*, illustra i traguardi che l'Unione Europea si prefigge di raggiungere entro il 2020 in termini di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, produzione di energia da fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Il pacchetto, noto come *Pacchetto 20 20 20*, prevede:

- una riduzione delle emissioni dei gas climalteranti del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- il 20% del fabbisogno energetico soddisfatto da energia rinnovabile;
- il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica. [2]

Nell'ottobre del 2014 è stato adottato il quadro per il clima e l'energia 2030, basato sul *Pacchetto 20 20 20*. Esso aveva i seguenti tre obiettivi al 2030:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni dei gas climalteranti rispetto ai livelli del 1990;
- almeno il 27% del fabbisogno energetico soddisfatto da energia rinnovabile;
- il miglioramento del 27% dell'efficienza energetica. [3]

Per rispettare gli impegni presi con l'Accordo di Parigi e alla luce dei risultati raggiunti sia in termini di penetrazione delle rinnovabili che in termini di sviluppo tecnologico, il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha presentato il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei*. Esso comprende diverse misure legislative relative ai settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Tali misure sono entrate in vigore tra il 2018 e l'inizio del 2019 e dovranno essere recepite dagli Stati Membri dell'Unione nei prossimi due anni. [4]
I punti principali del pacchetto sono di seguito elencati:

- Priorità all'efficienza energetica: la Direttiva 2018/2002/UE, che modifica la Direttiva 2012/27/UE, innalza a 32,5% l'obiettivo al 2030 relativo all'efficienza e la Direttiva 2018/844/UE, che modifica la Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, delinea le misure per affrontare le nuove sfide energetiche nel settore edilizio.
- Più rinnovabili: con la Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili è stato fissato un nuovo e più ambizioso target al 2030 per la quota di energia rinnovabile (almeno il 32%) sul consumo finale lordo di energia.
- Una migliore *governance* dell'Unione dell'Energia: ogni Stato Membro dovrà redigere e notificare alla Commissione Europea entro il 31 dicembre 2019 il proprio Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima per il decennio 2021-2030, individuando gli obiettivi nazionali al 2030 in materia di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, energie rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca, innovazione e competitività. Inoltre, dovranno essere indicate le misure attraverso le quali tali obiettivi saranno raggiunti.

- Più diritti per i consumatori: le nuove regole facilitano i cittadini, singolarmente o in forma aggregata, nella produzione, nell'accumulo e nella vendita dell'energia e rafforzano i loro diritti.

- Un mercato dell'energia più *smart* ed efficiente: un'ulteriore parte del pacchetto mira a stabilire un design moderno per il mercato dell'elettricità dell'Unione. Le nuove leggi aumenteranno la sicurezza dell'approvvigionamento aiutando a integrare le energie rinnovabili nella rete e a gestirne i rischi e migliorando la cooperazione transfrontaliera. [4][5]

Gli obiettivi su energia e clima da raggiungere a livello di Unione Europea al 2020 e quelli aggiornati al 2030 sono riassunti nella Figura 1.1.

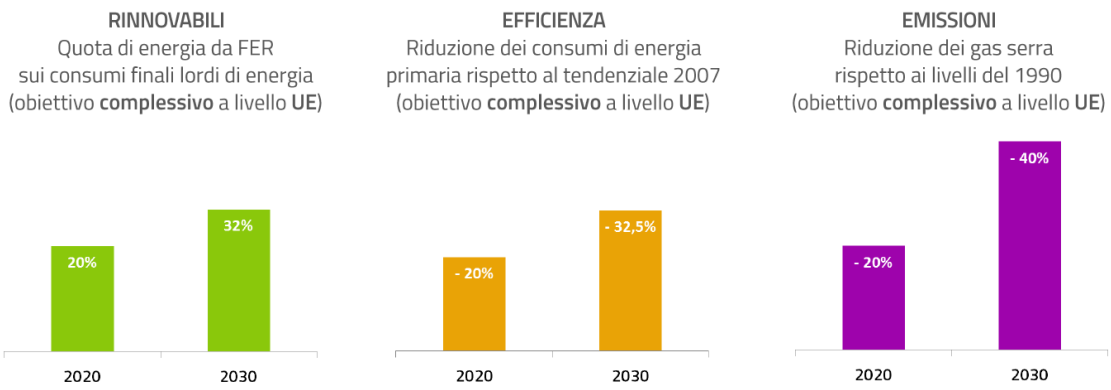



***Figura 1.1:*** *Obiettivi europei al 2020 e al 2030 [6].*

## 1.2 La trasformazione del settore energetico

Negli ultimi decenni il sistema elettrico sta subendo una notevole trasformazione sulla spinta delle iniziative intraprese per combattere il cambiamento climatico e delle politiche volte a promuovere la produzione di energia pulita, i cui ultimi aggiornamenti sono stati illustrati nella sezione 1.1. Alcuni degli aspetti fondamentali di questo cambiamento saranno sintetizzati nelle successive sottosezioni.

### 1.2.1 La generazione distribuita

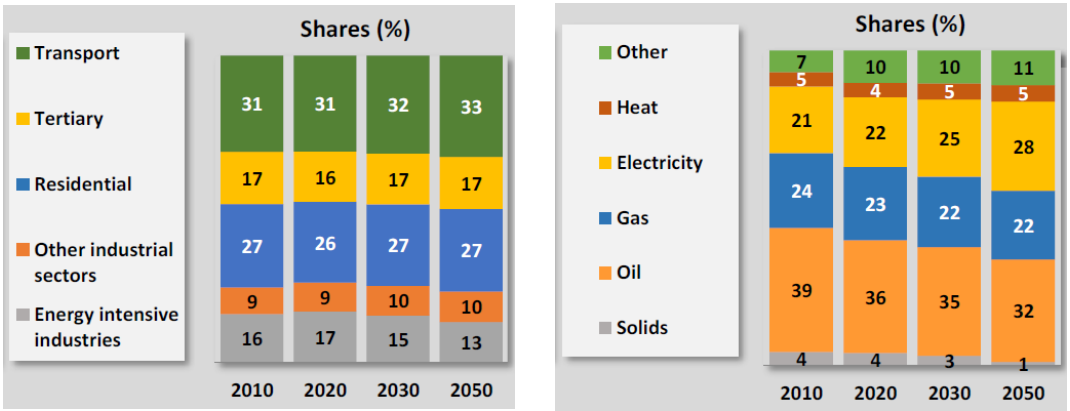
Fino al secolo scorso l'assetto del sistema elettrico era centralizzato e dominato da impianti di produzione di grande taglia che sfruttavano per lo più fonti fossili. Gli impianti erano situati a grande distanza dagli utenti finali ai quali fornivano energia

elettrica attraverso la rete di trasmissione e distribuzione. La configurazione che si sta delineando è caratterizzata da impianti che sfruttano risorse rinnovabili locali, per lo più di media-piccola taglia, decentrati e, quindi, più vicini agli utenti finali. [7][8]
Una delle tecnologie di generazione distribuita più significative è senza dubbio il fotovoltaico, per la maturità della tecnologia che permette di trasformare la radiazione solare in energia elettrica, seppur continui a essere attivo il settore di ricerca e sviluppo per migliorarla, per il suo basso costo, se confrontato con gli altri sistemi di produzione da fonti rinnovabili, per l'abbondanza della fonte, per la facilità di integrazione negli edifici e la sua scalabilità. Altre tecnologie che stanno contribuendo alla diffusione della generazione distribuita sono la combustione di biomassa legnosa, spesso in cogenerazione, la produzione di biogas per poi produrre elettricità, calore e biometano, il mini-eolico, il mini-idroelettrico e la piccola e micro cogenerazione che sfrutta il gas naturale. Sebbene quest'ultima tecnologia non utilizzi una fonte rinnovabile, riduce comunque significativamente le emissioni di anidride carbonica se paragonata alla produzione separata di energia termica ed elettrica. [8]
La generazione distribuita continuerà ad aumentare, principalmente per l'aumento degli impianti fotovoltaici installati sui tetti degli edifici residenziali e commerciali. Infatti, secondo numerosi scenari che prospettano il raggiungimento di produzione di energia elettrica 100% rinnovabile, il fotovoltaico rappresenta la soluzione ad oggi più economicamente conveniente per incrementare la produzione di energia pulita. Essa ha il potenziale per passare dai circa 600 TWh di energia prodotta nel 2018 a 6.300 TWh nel 2025, per superare i 40.000 TWh nel 2050 a livello mondiale. A tale scopo la potenza installata dovrà passare dai circa 500 GW del 2018 a oltre 4 TW nel 2025 e 21,9 TW nel 2050 a livello mondiale. [9]
Tuttavia, la crescente penetrazione nel sistema elettrico degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile porta con sé delle problematiche: le energie solare ed eolica sono intrinsecamente intermittenti e non facilmente prevedibili, causando problemi di sicurezza e affidabilità del sistema [10].

### 1.2.2 L'elettrificazione dei consumi

Con riferimento ai consumi, si prevede un aumento della penetrazione dell'energia elettrica nella domanda finale di energia dal 21% del 2010 al 28% nel 2050 sia per un aumento dei consumi elettrici tradizionali che per la diffusione di nuove tecnologie. Nello specifico questo incremento sarà dovuto all'elettrificazione dei consumi

per riscaldamento e raffrescamento, a causa di una maggiore domanda di energia per il condizionamento dell'aria e della diffusione di pompe di calore, molto spesso reversibili, e un continuo aumento dei dispositivi elettrici nel settore residenziale e terziario. In aggiunta a ciò, incideranno, anche se in misura minore, l'ulteriore elettrificazione della rete ferroviaria e la diffusione delle auto elettriche. [11]
Nella Figura 1.2 sono raffigurati gli andamenti dei consumi finali di energia per settore e per combustibile nell'Unione Europea.




*(a) Consumi finali per settore.* *(b) Consumi finali per combustibile.*

***Figura 1.2:*** *Andamento dei consumi finali di energia nell'Unione Europea [11].*

L'elettrificazione dei consumi fa parte della politica volta a diminuire le emissioni di gas climalteranti e, inoltre, storicamente l'utilizzo dell'energia elettrica in sostituzione di altri vettori energetici si è accompagnato ad una maggiore efficienza [12].

### 1.2.3 I sistemi di accumulo di energia

Parallelamente al cambiamento dei sistemi di produzione e all'elettrificazione dei consumi, notevoli progressi stanno interessando le tecnologie che aiutano a bilanciare offerta e domanda di energia e permettono di semplificare la gestione della rete.
I sistemi di accumulo di energia avranno un ruolo sempre più strategico grazie alla loro capacità di rendere più flessibile il vincolo di contemporaneità tra potenza erogata dai generatori e potenza assorbita dai carichi. Essi permetterebbero di ovviare al costoso potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione causato dall'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Le sopracitate pompe di calore rappresentano un esempio di accumulo termico dell'energia elettrica, ma essa può

essere accumulata anche in forma elettrochimica nelle batterie, tecnologia nota da decenni, ma ancora oggi oggetto di ricerca dato il grande rilievo che sta assumendo per il sistema elettrico. Inoltre, anche i veicoli elettrici possono comportarsi da accumulo elettrico: la batteria dell'auto rappresenta un carico per la rete nella modalità di ricarica, ma può immettere energia elettrica nel sistema nella modalità nota come *Vehicle to Grid*. [8][13]
Nella Figura 1.3 è illustrata una schematizzazione delle attuali tipologie di accumulo di energia elettrica con alcuni esempi.

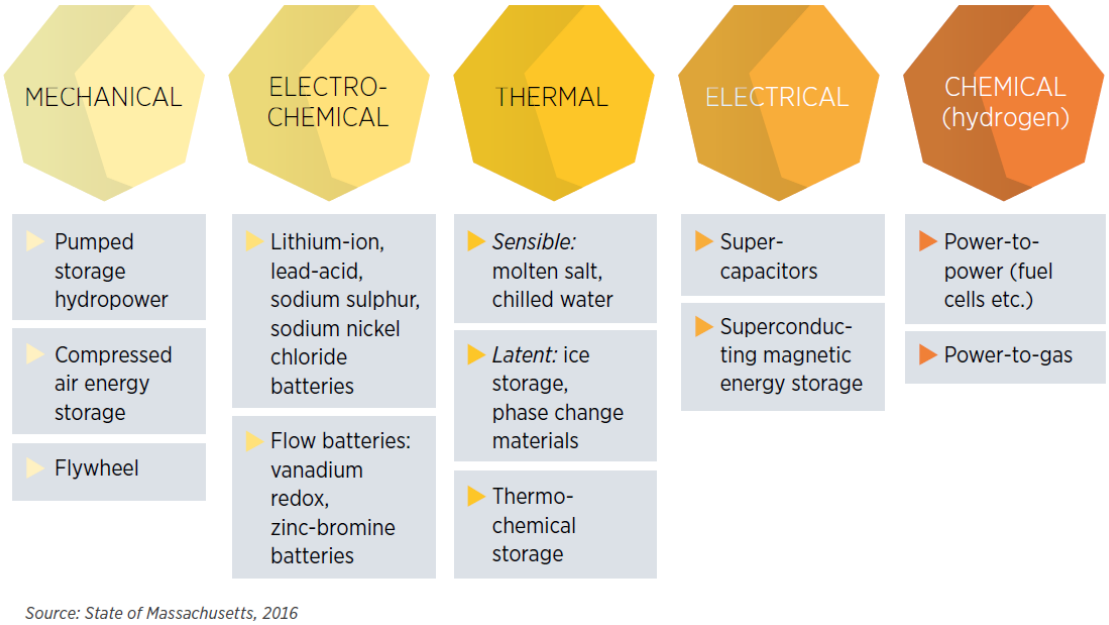



***Figura 1.3:*** *Classificazione delle tipologie di accumulo dell'energia elettrica [14].*

### 1.2.4 La digitalizzazione

La rivoluzione digitale ha travolto anche il settore energetico, apportando numerose novità che hanno condotto allo sviluppo di una rete elettrica sempre più intelligente (*smart grid*).
Per *smart grid* si intende una rete elettrica capace di fornire in modo controllato e intelligente, grazie al monitoraggio in tempo reale sul sistema e all'automazione di alcune attività svolte dagli operatori di rete, l'energia prodotta dalle unità di generazione agli utenti finali. Questi ultimi sono a loro volta parte integrante del sistema in quanto possono modificare il proprio comportamento a seconda dei dati accurati

e ricevuti in tempo reale sui propri consumi e sulla propria produzione (*demand response*). Tutto ciò è reso possibile da innovazioni come i dispositivi di misurazione intelligenti, le avanzate tecnologie di informazione e comunicazione (ICT) e le apparecchiature elettriche monitorabili e controllabili da remoto, che rappresentano una grande opportunità per ottenere risparmi energetici e massimizzare lo sfruttamento delle rinnovabili. [10][15]
Le Figure 1.4 e 1.5 propongono uno modello concettuale per la *smart grid*. In esse sono evidenziati gli scambi di energia e di informazioni tra i vari domini della rete intelligente e le interconnessioni tra i diversi sottodomini della sfera dei consumatori.

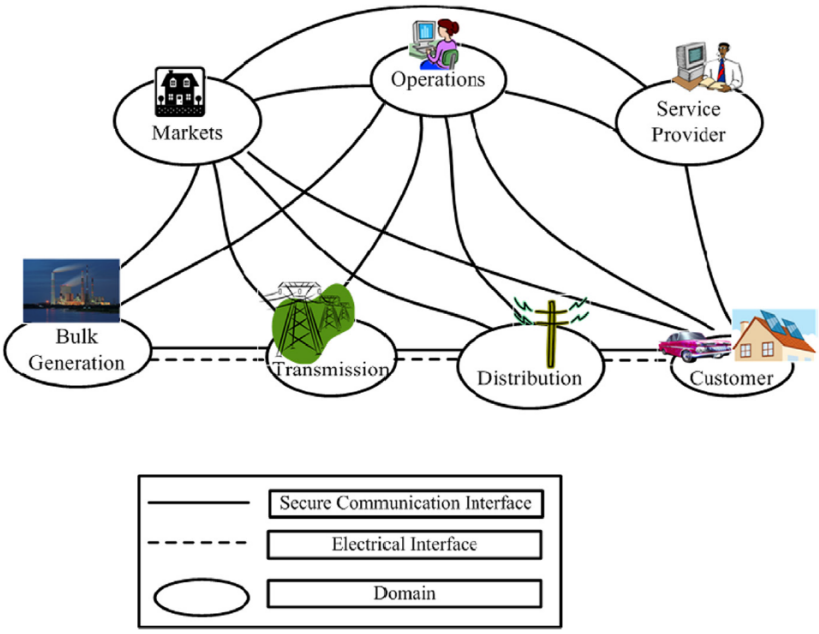



***Figura 1.4:*** *I domini della smart grid [15].*

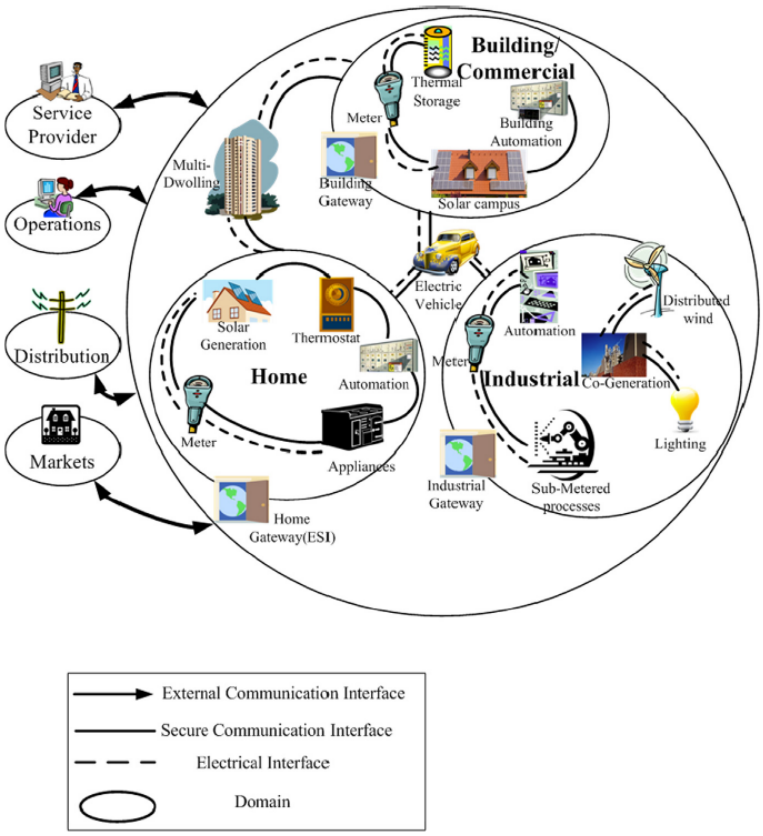



***Figura 1.5:*** *Il dominio degli utenti finali nella smart grid [15].*

### 1.2.5 L'evoluzione del ruolo del cittadino

Un altro elemento rilevante nell'evoluzione del sistema elettrico, strettamente connesso alle novità discusse nelle sottosezioni precedenti, è il ruolo del cittadino.
Egli, infatti, da utente finale passivo, capace solo di consumare l'energia prodotta dalle centrali, sta assumendo un ruolo sempre più attivo in quanto è ora in grado di prodursi, almeno in parte, l'energia di cui ha bisogno attraverso la generazione distribuita, di immagazzinarla in accumuli per un successivo utilizzo o di venderla alla rete. Inoltre, grazie a una maggiore informazione sui propri consumi e sui prezzi dell'energia resa possibile dalla digitalizzazione e dalle tecnologie di ICT, può modificare il proprio profilo di carico.
Il consumo dell'energia da fonti rinnovabili in prossimità del luogo di produzione, sia istantaneo che differito tramite l'utilizzo di sistemi di accumulo, è senza dubbio di aiuto all'integrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico. La

produzione e il consumo *in situ* permettono di ridurre le perdite di rete e di evitare problemi di congestione, in quanto, quando produzione e carico sono combinati in maniera equilibrata, si riducono i transiti di energia sulle reti. L'autoconsumo potrebbe, inoltre, contribuire a ridurre la necessità di un potenziamento delle infrastrutture. [8][16]
Data la crescente incidenza dell'autoconsumo di energia rinnovabile e dati gli effetti positivi di esso sul sistema, nelle ultime direttive europee è stata introdotta la definizione di "autoconsumatore di energia rinnovabile". Oltre agli autoconsumatori singoli, noti anche come *prosumers*, dovranno essere ammesse dagli Stati membri dell'Unione anche le forme di autoconsumo collettivo all'interno di un edificio o condominio e la formazione di comunità energetiche, la cui definizione verrà approfondita nella sezione successiva.

## 1.3 La definizione di comunità energetica

In linea con il caso studio trattato nei capitoli successivi, all'interno di questo lavoro di tesi si è deciso di limitare l'analisi della produzione e del consumo *in situ* a una sola delle direttrici atte a promuoverli: la comunità energetica.
Essa è stata introdotta con due recenti direttive europee: la Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, di seguito RED II (*Renewable Energy Directive II*) e la Direttiva 2019/944/UE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, di seguito Direttiva Elettrica. La definizione della comunità energetica nelle sopracitate direttive non è esattamente la stessa: con la RED II nasce la "Comunità di Energia Rinnovabile", indicata con l'acronimo inglese REC (*Renewable Energy Community*), mentre il soggetto giuridico definito nella Direttiva Elettrica è la "Comunità Energetica dei Cittadini", abbreviata con l'acronimo CEC (*Citizen Energy Community*).
Nelle sottosezioni successive verranno sintetizzate le due definizioni di comunità energetica al fine di evidenziarne le differenze e verranno proposti esempi di comunità preesistenti alle direttive.

### 1.3.1 La "Comunità di Energia Rinnovabile"

All'articolo 2, definizione 16, della RED II, la "Comunità di Energia Rinnovabile" è definita come un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria ed effettivamente controllato da azionisti o membri (persone fisiche, PMI e autorità

locali). Essi sono situati nei pressi degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile che appartengono alla comunità. Le REC devono poter mantenere la propria autonomia dai singoli membri al fine di evitare abusi e garantire un'ampia partecipazione.
Lo scopo della comunità non è ricavare un profitto finanziario dalla produzione e vendita di energia, ma fornire benefici ambientali, economici e sociali all'area locale e ai partecipanti. La partecipazione dei cittadini e delle autorità locali alle "Comunità di Energia Rinnovabile" favorisce l'accettazione delle FER e l'accesso a capitali privati aggiuntivi che comportano investimenti a livello locale, quindi crescita economica e creazione di posti di lavoro.
All'articolo 22 vengono illustrate le prescrizioni alle quali gli Stati membri dovranno adempiere all'atto del recepimento. Essi devono assicurare ai consumatori che aderiscono alla comunità che non perderanno i diritti e i doveri propri dei clienti finali. Alla comunità deve essere permesso di produrre, consumare, immagazzinare, vendere e scambiare energia (elettrica e termica) e di accedere ai mercati dell'energia elettrica appropriati, anche mediante aggregazione. Gli Stati membri devono promuovere la diffusione delle comunità, eliminando gli ostacoli esistenti e istituendo un quadro di sostegno. Inoltre, la RED II prevede che il gestore del sistema di distribuzione cooperi con le comunità per facilitare i trasferimenti di energia al loro interno.
Le REC dovranno essere regolamentate nelle legislazioni nazionali entro il 30 giugno 2021. [17]

### 1.3.2 La "Comunità Energetica dei Cittadini"

All'articolo 2, definizione 11, della Direttiva Elettrica la "Comunità Energetica dei Cittadini" è definita come un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria, controllato da persone fisiche, piccole imprese e autorità locali in qualità di soci o membri. A differenza della RED II la partecipazione è aperta ad ogni categoria di soggetto, sebbene il controllo della comunità spetti a coloro che non esercitano un'attività commerciale su larga scala.
Lo scopo della comunità è ottenere benefici, non di natura finanziaria, per il territorio, i membri e i soci. La CEC può partecipare alla produzione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione e all'accumulo di energia elettrica, ai servizi di efficienza energetica e di ricarica per veicoli elettrici e offrire altri servizi energetici ai partecipanti. Per quanto riguarda la fonte energetica, in questo caso

non è determinante che sia di natura rinnovabile.
Come previsto dall'articolo 16, gli Stati membri devono garantire ai cittadini il diritto di poter uscire dalla comunità in qualsiasi momento e, in generale, devono preservarne tutti i diritti e i doveri propri dei clienti finali. Il gestore del sistema di distribuzione deve cooperare con le comunità per facilitare i trasferimenti di energia al loro interno o, se lo Stato membro vorrà consentirlo, la comunità può possedere, creare, acquistare o locare la rete di distribuzione interna per gestirla in autonomia. Nel caso la gestione fosse affidata alla CEC, essa verrebbe trattata alla stregua di un *Distribution System Operator*, ma con le semplificazioni regolatorie oggi previste per i Sistemi di Distribuzione Chiusi. Le comunità sono ritenute finanziariamente responsabili degli eventuali squilibri causati alla rete elettrica. Gli Stati membri garantiscono l'accesso delle CEC ai mercati elettrici e il diritto alla condivisione dell'energia al loro interno.
Le CEC dovranno essere recepite dagli Stati membri entro il 31 dicembre 2020. [18]

### 1.3.3 Confronto tra REC e CEC

Al fine di evidenziare le differenze tra le definizioni di REC e CEC sintetizzate nelle precedenti sottosezioni 1.3.1 e 1.3.2, è stata costruita la Tabella 1.1 sotto riportata.

***Tabella 1.1:*** *Differenze tra le definizioni di REC e CEC [17][18][19].*

| **Comunità di Energia Rinnovabile** | **Comunità Energetica dei Cittadini** |
|---|---|
| È un soggetto giuridico autonomo. | Non è menzionata l'autonomia. |
| È controllata da azionisti o membri (persone fisiche, piccole e medie imprese, autorità locali) che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione. | È controllata da soci o membri (persone fisiche, piccole imprese, autorità locali). |
| Gli azionisti e i membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, autorità locali. | La partecipazione dovrebbe essere aperta a tutte le categorie di soggetti. |
| Fa riferimento all'energia elettrica e termica da fonte rinnovabile. | Fa riferimento all'energia elettrica. |
| Non è menzionata la distribuzione tra le attività che ha il diritto di svolgere. | Può possedere e gestire la rete elettrica di distribuzione al suo interno. |
| Non vengono menzionati gli squilibri della rete. | I partecipanti sono finanziariamente responsabili dello sbilanciamento della rete. |

## 1.4 Esempi di comunità energetica in Europa

Sebbene il concetto di comunità energetica sia stato introdotto a livello normativo solo tra il 2018 e il 2019, esistono da anni esempi di progetti comunitari in ambito energetico in Europa. Tra i Paesi europei leader delle iniziative che coinvolgono in maniera diretta i cittadini si possono menzionare la Danimarca, i Paesi Bassi, la Germania e il Regno Unito. I progetti comunitari sviluppatisi in questi Stati si differenziano per le motivazioni che hanno portato alla loro nascita, per i contesti sociale e istituzionale, per la tipologia di cooperazione tra gli attori coinvolti, per le tecnologie e le taglie degli impianti utilizzati e per la localizzazione (urbana o rurale).
Nella Tabella 1.2 sono riportati alcuni esempi di progetti comunitari sviluppati negli ultimi trent'anni in Europa, evidenziandone alcune caratteristiche.

***Tabella 1.2:*** *Esempi di comunità energetiche in Europa [20][21][22].*

| Nome, Paese, Anno | Territorio | Taglia e tecnologia | Proprietà e collaborazioni |
|---|---|---|---|
| **Middelgrunden, Danimarca, 2001** | Urbano | 40 MW (eolico) | 50% cooperative locali, 50% municipalità di Copenaghen |
| **Hvide Sande, Danimarca, 2012** | Rurale | 9 MW (eolico) | 80% Hvide Sande Community Foundation, 20% investitori locali organizzati in cooperative |
| **Samsø, Danimarca, 2000** | Rurale | 34 MW (eolico), 7 $MW_{th}$ (biomassa) | Privati, gruppi di investitori, autorità locale e cooperative locali [23] |
| **Groningen, Paesi Bassi, 2011** | Urbano | FV | Cooperativa *Grunneger Power* [24] |
| **Bioenergy Village Jühnde, Germania, 2004** | Rurale | 700 kW (CHP da biogas) e 550 $kW_{th}$ (biomassa) | Cooperativa locale (progetto nato dalla collaborazione con l'università di Göttingen) |
| **Bürgerwindpark Reußenköge, Germania, 2003** | Rurale | 140 MW (eolico) | Compagnia locale |
| **Dardesheim, Germania, 1994** | Rurale | 62 MW (eolico), 380 MW (FV), biomassa, solare termico | Coinvolgimento finanziario dei cittadini e introiti per le associazioni locali e il Comune [25] |
| **Elektrizitätswerke Schönau, Germania, 1997** | Urbano | Rete elettrica | Cooperativa dal 2009 |
| **Wildpoldsried, Germania, 1999** | Urbano | 12 MW (eolico), 5 MW (FV), bioenergia, idroelettrico, solare termico | Varie forme di associazione locale [26] |
| **Wiltshire Wildlife, Inghilterra, 2012** | Rurale | 10,1 MW (FV) | Progetto della *Wiltshire Wildelife Trust* |
| **Brixton Energy, Inghilterra, 2012** | Urbano | 134 kW (FV) | Cooperative |

*Continua nella prossima pagina*

*Continua dalla pagina precedente*

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Torrs Hydro, Inghilterra, 2007** | Rurale | 63 kW (idroelettrico) | Comunità sottoforma di *Society for the Benefit of the Community* |
| **Baywind, Inghilterra, 1996** | Rurale | 2,5 MW (eolico) | Cooperativa |
| **Halton Lune Hydro, Inghilterra, 2015** | Rurale | 160 kW (idroelettrico) | Comunità sottoforma di *Society for the Benefit of the Community* |
| **Cwm Arian Renewable Energy (CARE), Galles, 2010** | Rurale | 700 kW (eolico) | Cooperativa [27] |
| **Bro Dyfi, Galles, 2003** | Rurale | 575 kW (eolico) | Cooperativa |
| **Horshader Comunity Wind Turbine, Scozia, 2012** | Rurale | 900 kW (eolico) | L'organizzazione *Horshader Community Development Trust* |
| **Findhorn, Scozia, 2006** | Rurale | 750 kW (eolico) | Cooperativa |
| **Eigg Electric, Scozia, 2008** | Rurale | 111 kW (idroelettrico), 24 kW (eolico), 50 kW (FV) | *Company Limited by Guarantee* [28] |
| **Rousay Wind, Scozia, 2008** | Rurale | 900 kW (eolico) | *Company Limited by Guarantee* |
| **Westray, Scozia, 2009** | Rurale | 900 kW (eolico) | *Company Limited by Guarantee* |
| **Ecopower, Belgio, 1991** | Urbano/rurale | Scala regionale (idroelettrico, eolico, FV, CHP) | Cooperativa fornitrice di energia con 50.000 membri e 40.000 clienti |
| **Bioenergy Mureck, Austria, 1989** | Rurale | 144 kW (CHP), 4 MW (biomassa), 2,5 MW (FV) | Cooperativa [29] |

*Si conclude dalla pagina precedente*

Verranno di seguito analizzate per grandi linee le iniziative locali preesistenti alla RED II e alla Direttiva Elettrica che hanno avuto la possibilità di svilupparsi in Danimarca, nei Paesi Bassi, in Germania e nel Regno Unito. Inoltre, a titolo esemplificativo, per ognuno di questi Paesi verrà approfondita una delle esperienze comunitarie illustrate nella Tabella 1.2.

### 1.4.1 Danimarca

In Danimarca il sistema è molto decentralizzato e le iniziative comunitarie sono ben viste dai governi locali, che, perciò, le supportano e lavorano insieme alle compagnie del luogo o ai cittadini.
Ci sono numerosi sistemi di teleriscaldamento, spesso combinati con la produzione

di elettricità, di proprietà delle municipalità o di cooperative. Tradizionalmente alimentati da gas naturale e dagli impianti di incenerimento dei rifiuti, negli ultimi anni tali sistemi hanno cominciato a sfruttare l'energia solare, la combustione di biomassa e biogas e il calore di scarto dei processi industriali.
Un'altra tipologia di iniziativa, la cui diffusione risale ai tempi della crisi petrolifera degli anni Settanta, è la cooperativa eolica. Gli impianti eolici erano tipicamente di piccola taglia, situati in zone rurali e di proprietà di agricoltori, famiglie o compagnie e investitori locali. Successivamente, però, alcuni furono acquistati da investitori con maggiori possibilità economiche.
Infine, sono stati portati avanti a livello locale progetti di sperimentazione di nuove tecnologie per lo sfruttamento delle FER, nei limiti dei budget posseduti. [30]

### Middelgrunden

*Middelgrunden* è un parco eolico *offshore* costituito da 20 turbine da 2 MW ciascuna costruito a 3 km dal porto di Copenaghen (Figura 1.6). Esso, progettato negli anni Novanta ed entrato in attività nel 2001, appartiene per il 50% a *Copenaghen Energy*, società di servizi di proprietà della municipalità di Copenaghen, e per l'altro 50% a una cooperativa locale con oltre 10.000 membri nata nel 1996.
È un caso interessante sia perché è il più grande progetto eolico di proprietà di una comunità nel mondo, sia per la comproprietà tra la comunità ed esperti del settore energetico. Inoltre, è sorprendente il grande supporto pubblico ricevuto nella fase di pianificazione, forse dovuto alla partecipazione diretta dei cittadini. [20]

***Figura 1.6:*** *Parco eolico Middelgrunden [20].*

### 1.4.2 Paesi Bassi

Nei Paesi Bassi le prime cooperative eoliche, i cui membri possedevano uno o più turbine in zone rurali, risalgono alla fine degli anni Ottanta e l'inizio degli anni Novanta quando ne furono fondate ben 25 in seguito all'emergere dei movimenti anti-nucleari e ambientalisti. Negli ultimi due decenni, inoltre, le cooperative sono aumentate (al 2016 ne risultavano attive 31). Solitamente, però, l'energia prodotta non viene sfruttata direttamente dai membri, ma venduta sul mercato elettrico.
Negli ultimi anni si stanno diffondendo anche altri tipi di iniziative legate alla generazione distribuita da fonti rinnovabili: le compagnie di energia rinnovabile locale, indicate con l'acronimo LDEB (*Lokale Duurzame Energiebedrijven*). Alle tradizionali cooperative eoliche si sono aggiunte altre tipologie di cooperative, associazioni, fondazioni, gruppi di lavoro informali e team che lavorano su progetti volti a promuovere le FER locali. Questo nuovo tipo di iniziativa trova spazio sia nelle zone rurali che nell'ambiente cittadino. [30]

#### Groningen

Groningen, con i suoi 200.000 abitanti, è la città più importante dei Paesi Bassi settentrionali. Nel 2011 è stata fondata *Grunneger Power*, una cooperativa per l'energia sostenibile, al fine di dare più potere nel settore energetico ai cittadini di Groningen e delle municipalità confinanti di Haren e Ten Boer.
Lo scopo della cooperativa è incoraggiare i cittadini, le organizzazioni e le compagnie a produrre la propria energia rinnovabile, in maniera individuale o collettiva. Inoltre, le iniziative di *Grunneger Power* hanno un valore aggiunto per la comunità: al beneficio energetico-ambientale, si affianca quello economico.
In un primo momento la cooperativa era gestita solo da volontari, successivamente, all'aumentare delle sue dimensioni, essi sono stati affiancati da figure come quella del direttore, del personale amministrativo ed esperti del settore energetico. La partecipazione alla cooperativa è aperta ai singoli cittadini, alle fondazioni, alle associazioni di proprietari di case (*Vereniging van Eigenaren*) e alle compagnie, ma solo i primi posso esprimere il proprio voto singolarmente, tutti gli altri lo esprimono come gruppo.
Il primo progetto della cooperativa è stato stimolare l'installazione di pannelli fotovoltaici: essa si è proposta come intermediario tra i cittadini e i fornitori e installatori degli impianti. Inoltre, *Grunneger Power* è stata la prima nei Paesi Bassi a fornire

pannelli fotovoltaici a case date in affitto: la società immobiliare Nijestee, proprietaria degli appartamenti, ha pagato i pannelli e i locatari hanno avuto un leggero aumento dell'affitto, controbilanciato dalla diminuzione della bolletta dell'elettricità. La cooperativa si occupa anche di fare consulenza sul fotovoltaico, di effettuare analisi sugli edifici al fine di individuare gli interventi di efficientamento energetico da attuare, di promuovere l'installazione del solare termico. Ha, inoltre, realizzato due progetti di fotovoltaico collettivo, in cui i singoli hanno investito su un impianto condiviso, e delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici sono state connesse a uno dei due impianti. Nel 2013 un gruppo di membri della cooperativa ha persino preso parte a un progetto pilota nell'ambito delle *smart grids* (*PowerMatching City*). [31]

### 1.4.3 Germania

In Germania la tradizione delle cooperative nasce agli inizi del Ventesimo secolo, quando le fonti fossili venivano sfruttate per produrre e fornire energia in zone remote, e da allora fanno parte del sistema energetico.
Nel territorio tedesco sono anche presenti delle società di servizi locali (*Stadtwerke*) che si occupano della fornitura sia di energia termica che elettrica. Inizialmente possedute dalla municipalità, successivamente la maggior parte furono privatizzate, almeno parzialmente, o vendute a cooperative locali. Dal 2009 le *Stadtwerke* sono aumentate e si sono mostrate sempre più interessate all'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione dell'energia.
Il modello di partecipazione della cooperativa è il più diffuso in Germania. Negli ultimi anni sono nate molte cooperative nell'ambito del fotovoltaico, superando in numero, ma non in capacità installata, quelle eoliche (*Bürgerwindparks*) fondate a partire dai primi anni Novanta. In generale, circa la metà degli impianti di produzione di energia da FER appartengono a famiglie, cooperative e agricoltori. L'energia prodotta, però, anche nel caso tedesco è immessa in rete e non sfruttata in maniera diretta dai partecipanti alle cooperative. [30]

#### Elektrizitätswerke Schönau

Dopo il disastro nucleare di Chernobyl del 1986, i cittadini del piccolo centro di Schönau, situato nella Foresta Nera, decisero di acquisire la rete elettrica locale per poter mettere in atto tutte quelle iniziative di promozione dell'energia rinnovabile e di risparmio energetico che l'operatore di rete aveva ostacolato fino a quel momento.

I cittadini, dopo due referendum, ottennero la concessione della rete locale nel 1997 e fondarono la *Elektrizitätswerke Schönau* (EWS), società civile divenuta cooperativa nel 2009.
Con la liberalizzazione del mercato elettrico nel 1998, EWS è diventata un fornitore di energia sul territorio nazionale. *Elektrizitätswerke Schönau* fu la prima nel Paese a fornire energia rinnovabile su scala nazionale e a fare del risparmio energetico una priorità. Le persone supportano la cooperativa per la sua rigida regolamentazione che rifiuta qualsiasi forma di energia proveniente dal nucleare, dal carbone e dal petrolio, a favore dell'energia rinnovabile, del risparmio energetico e della cogenerazione. Inoltre, i membri sono politicamente attivi, sostenendo la rivoluzione energetica (*Energiewende*) in Germania e aiutando altre comunità a replicare la loro esperienza.
EWS è sempre alla ricerca di nuove attività nel settore energetico: dal 2009 è diventata anche l'operatore della rete locale del gas e un fornitore di gas naturale e biogas a livello nazionale e nel 2011 è stata fondata *Elektrizitätswerke Schönau Energie GmbH*, una nuova entità legale che gestisce numerosi impianti fotovoltaici, cogenerativi, eolici, idroelettrici e a biomassa. [32][33]

### 1.4.4 Regno Unito

Le esperienze comunitarie nel Regno Unito sono più recenti rispetto ai Paesi analizzati nelle sottosezioni soprastanti sia a causa dell'assetto centralizzato del sistema energetico, sia per l'assenza di una forte tradizione di iniziative intraprese dalla comunità.
I progetti comunitari hanno cominciato ad assumere rilevanza a partire dal 2010 con l'avvento della *Feed-in Tariff* e nel 2014 con l'introduzione di una *Community Energy Strategy*. Tuttavia, alla fine del 2015 il governo ha cambiato in maniera significativa i meccanismi di supporto e gli incentivi, per esempio riducendo la *Feed-in Tariff*, causando un rallentamento nello sviluppo di iniziative energetiche comunitarie. [20][34]
Per quanto concerne la tecnologia adottata nei progetti sviluppati in Inghilterra, il fotovoltaico, integrato negli edifici o installato a terra, è la più diffusa. In Galles, invece, si sono sviluppati diversi progetti comunitari nell'ambito idroelettrico ed eolico. Nell'Irlanda del Nord il numero di iniziative comunitarie è molto ridotto e prevalentemente viene sfruttata l'energia eolica. Il governo scozzese, infine, si è posto come obiettivo il raggiungimento di 500 MW di potenza (elettrica e termica)

prodotta da impianti FER di proprietà delle comunità e altri attori locali entro il 2020, raggiungendo l'obiettivo nel 2015 e, quindi, aumentandolo a 1 GW al 2020. I 697 MW di potenza installata stimati nel giugno del 2018 appartengono a comunità, agricoltori, associazioni di cittadini, investitori e autorità locali. I progetti sfruttano la produzione di energia da diverse fonti rinnovabili, ma la quota maggioritaria è eolica. [34][35]

### Horshader Community Wind Turbine

Horshader è una piccola comunità nel Nord-Ovest dell'isola di Lewis costituita dai villaggi di South Shawbost, Dalbeag e Dalmore. Essa è stata la prima ad aver costruito una turbina eolica comunitaria nelle Ebridi Esterne (Figura 1.7).
Nel 2004 degli investitori privati tentarono di ottenere il consenso della comunità per la costruzione di un parco eolico con un beneficio economico per Horshader, però, molto basso. Il progetto, quindi, incontrò resistenza da parte della popolazione locale, la quale decise di avviare un proprio progetto energetico comunitario. Nel dicembre del 2004 venne fondata la *Horshader Community Development Trust*, un'organizzazione *no-profit* di proprietà della comunità con lo scopo di supportare lo sviluppo locale. Nel 2010 l'organizzazione fondò *Risort Power Generation Ltd* che realizzò e mise in funzione una turbina eolica da 900 kW nel 2012. I ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia vengono donati alla *Horshader Community Development Trust* e contribuiscono allo sviluppo economico del luogo. [20]

***Figura 1.7:*** *La turbina eolica della comunità di Horshader [36].*

# Capitolo 2

# Le comunità energetiche in Italia

## 2.1 Il quadro normativo attuale

In Italia è concessa l'autoproduzione di energia termica per uso proprio, così come la condivisione del calore all'interno di condomini e di intere città rispettivamente attraverso i sistemi di riscaldamento centralizzati e le reti di teleriscaldamento. Diversa e più complessa è la questione in ambito elettrico: l'autoconsumo di energia elettrica è consentito, ma non nelle nuove forme previste all'interno della RED II e della Direttiva Elettrica e, perciò, non vengono ancora sfruttate tutte le sue potenzialità.
Questa sezione si focalizzerà sul settore elettrico e, al fine di sottolineare la necessità di una semplificazione della normativa italiana, verranno descritti sinteticamente i collegamenti elettrici privati e le configurazioni di produzione e consumo *in situ* che possono essere realizzati attualmente.
Nella sottosezione 2.1.1 verrà evidenziata la definizione di "autoproduttore". Inoltre, per chiarire il quadro italiano, si è ritenuto necessario illustrare la differenza tra le reti elettriche e i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e specificare quali sistemi rientrano nelle due categorie (sottosezione 2.1.2 e sottosezione 2.1.3).

### 2.1.1 La definizione di autoproduttore

Il D.Lgs n. 79 del 1999 definisce l'autoproduttore come *"la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società*

*cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica [...], degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto [1 aprile 1999]"* [37].
La definizione sopra riportata è molto generica: emerge, infatti, l'assenza di riferimenti alla prossimità tra produzione e consumo, al tipo di collegamento elettrico (rete pubblica o privata) e alla tipologia di fonte utilizzata per la produzione di energia.

### 2.1.2 Le reti elettriche

Le reti identificano sistemi elettrici complessi che non possono essere ricondotti allo schema semplificato costituito da un unico punto di connessione, un unico produttore e un unico cliente finale e in cui il trasporto di energia si configura come attività di trasporto o distribuzione. Esse si suddividono in rete pubblica e Sistemi di Distribuzione Chiusi.

- La rete pubblica è gestita in concessione dai soggetti che svolgono l'attività di trasmissione e di distribuzione. La distribuzione è stata liberalizzata con il D.Lgs n. 79 del 1999, noto come Decreto Bersani, mentre l'attività di trasmissione è svolta da un unico operatore, Terna S.p.A., su tutto il territorio nazionale.

- I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), definiti all'interno della Direttiva Europea 2009/28/CE, si distinguono in Reti Interne di Utenza (RIU) e Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC). Rientrano nei SDC le reti elettriche private che distribuiscono energia all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi in un'area geograficamente limitata e che, in generale, non riforniscono di energia clienti civili. Sono caratterizzati dalla presenza di uno o più produttori e una pluralità di clienti finali.
  Le RIU sono reti proprie di siti industriali nei quali è concesso l'autoconsumo. Si tratta di un numero limitato di casi già esistenti all'entrata in vigore della legge n. 99 del 2009, all'interno della quale sono state definite all'articolo 33. Tutti gli altri Sistemi di Distribuzione Chiusi rientrano negli ASDC. [38][39]

Risulta importante sottolineare che attualmente non possono essere realizzati nuovi Sistemi di Distribuzione Chiusi, come stabilito dal D.Lgs n. 93 del 2011, pertanto

in Italia è vietato l'autoconsumo nelle configurazioni *one to many* e *many to many*. L'impossibilità di realizzare nuovi Sistemi di Distribuzione Chiusi, unita al fatto che l'attuale definizione non si rivolge ai clienti civili, pone dei limiti, ad esempio, in ambito condominiale dove è possibile realizzare impianti di produzione solo per soddisfare gli usi comuni e l'eccesso di energia non può essere consumato direttamente dai condomini perché ciò comporterebbe la presenza di un solo impianto a servizio di una pluralità di clienti finali.

Nella Figura 2.1 è schematizzata la suddivisione della rete elettrica italiana sopra descritta.

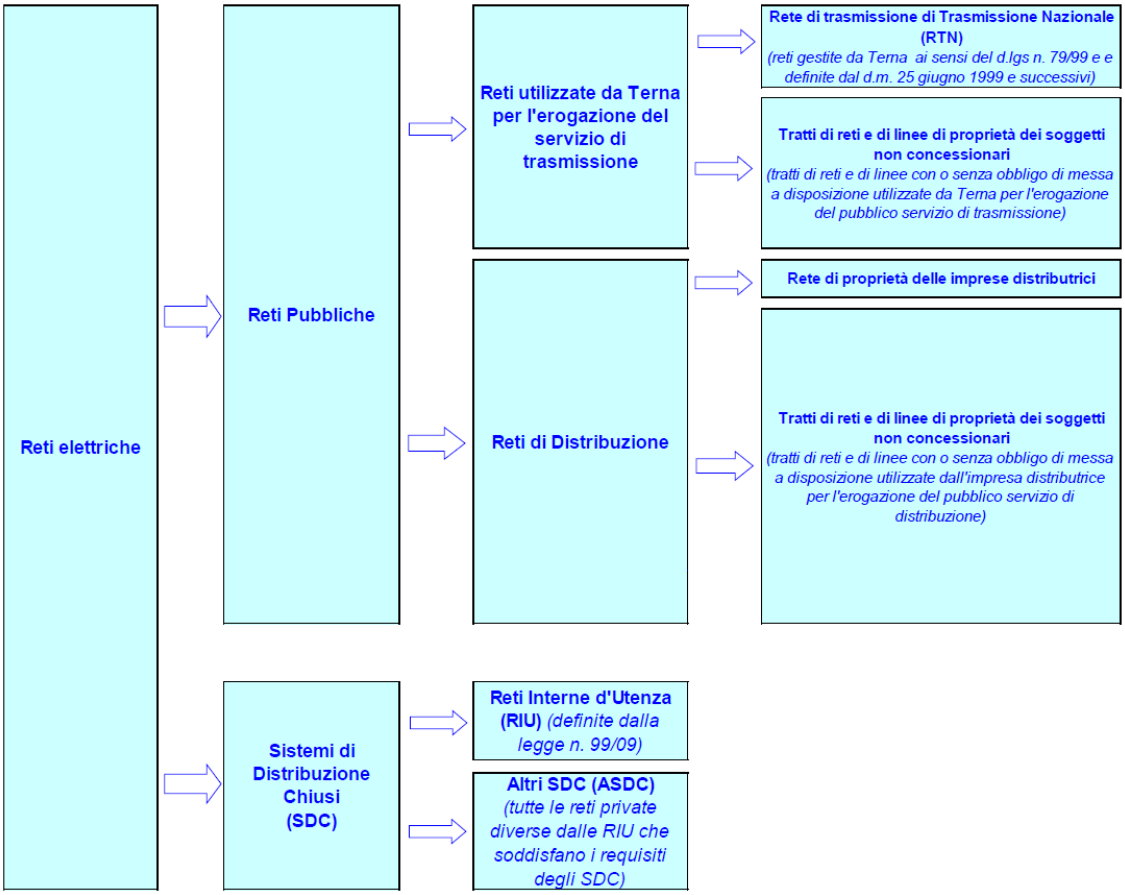



***Figura 2.1:*** *Le tipologie di reti elettriche in Italia [38].*

### 2.1.3 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo sono sistemi elettrici, connessi in maniera diretta o indiretta alla rete pubblica, che possono essere ricondotti allo schema

semplificato costituito da un unico punto di connessione, un unico produttore e un unico cliente finale e in cui la consegna di energia elettrica alle unità di consumo che ne fanno parte si configura come autoapprovvigionamento. Vengono riportate di seguito le configurazioni che rientrano in questa definizione:

- I Sistemi di Autoproduzione (SAP) sono sistemi, dotati di collegamenti elettrici privati, in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica per se stessa e ne utilizza almeno il 70% su base annua. Rientrano in questa categoria anche gli appartenenti a cooperative storiche che producono e distribuiscono energia e a consorzi storici che producono energia da fonte rinnovabile, entrambi dotati di rete propria. [40]

- I Sistemi in Scambio sul Posto (SSP) sono caratterizzati dal poter sfruttare la rete pubblica come accumulo in cui immagazzinare l'energia elettrica prodotta e prelevarla successivamente in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo. Attualmente possono accedere allo Scambio sul Posto, nei limiti di potenza installata imposti da ARERA, i clienti finali che appartengono a un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC esclusi cooperative e consorzi storici dotati di rete propria) e possiedono uno o più impianti di produzione da fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento (Scambio sul Posto per ASSPC) e i clienti finali (coincidenti con Comuni con meno di 20.000 abitanti) che possiedono impianti di produzione da fonte rinnovabile e i cui punti di immissione e prelievo possono anche non coincidere (Scambio sul Posto Altrove). [41]

- I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) sono sistemi in cui uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento forniscono energia a un solo cliente finale, che può non coincidere con il produttore, attraverso un collegamento elettrico diretto e privato. Gli impianti si trovano all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, di proprietà o nella piena disponibilità del cliente. [40]

- I Sistemi Esistenti Equiparati ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU) sono sistemi assimilabili ai SEU e già esistenti al 4 luglio 2008, cioè all'entrata in vigore del D.Lgs n. 115 del 2008 in cui sono stati definiti i SEU. [40]

- Rientrano negli Altri Sistemi Esistenti (ASE) tutti i SSPC esclusi dalle categorie sopra elencate e realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell'entrata

in vigore della deliberazione 578/2013/R/eel. In sostanza, gli ASE includono tutti i sistemi esistenti che non sono classificabili come reti elettriche e non rientrano in altre tipologie di sistema attualmente definite. [16]

In conclusione, tra le configurazioni sopra descritte possono essere realizzati *ex novo* i SAP diversi da cooperative e consorzi storici (ASAP), i SEU e i SSP, tutte configurazioni che prevedono un solo produttore e un solo cliente finale.

Nella Figura 2.2 sono schematizzati i sistemi di autoapprovvigionamento previsti dall'attuale normativa italiana.

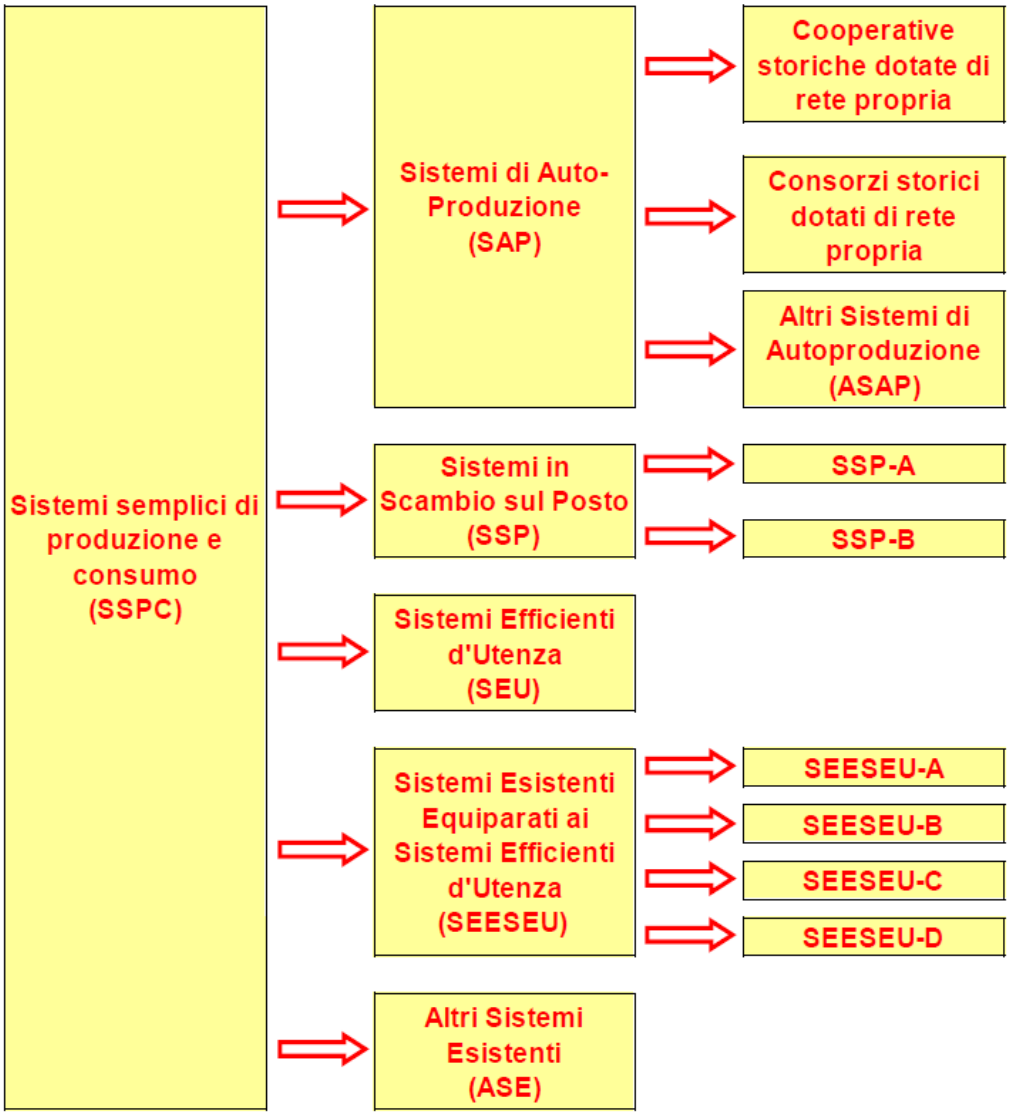



***Figura 2.2:*** *I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo [16].*

## 2.2 La diffusione dell'autoconsumo

Nel 2018 risultavano inserite nei registri 33 Reti Interne di Utenza, 31 Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi e poco meno di 786.000 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo esistenti, di cui circa 648.000 Sistemi in Scambio Sul Posto, circa 134.000 Sistemi Efficienti di Utenza, circa 3.000 Sistemi Esistenti Equiparabili a SEU [16]. Nella Tabella 2.1 sono riportate le potenze installate e l'energia prodotta e contestualmente consumata nei SSPC e nei SDC, riferite all'anno 2017, mentre nella Tabella 2.2 sono riportati i valori di energia autoconsumata per tipologia di impianto.

***Tabella 2.1:*** *Potenze installate al 2017 ed energia annuale prodotta e contestualmente consumata nei SSPC e nei SDC [16].*

| **Sistemi Semplici di Produzione e Consumo** | | |
|---|---|---|
| **Categoria** | **Potenza installata** | **Autoconsumo contestuale** |
| SEU | 4,8 GW | 6,4 TWh |
| SEESEU | 6,1 GW | 10,8 TWh |
| SSP | 5,5 GW | 2,6 TWh |
| ASE e ASAP | 1,2 GW | 2,6 TWh |
| SSPC | 17,6 GW | 22,4 TWh |
| **Sistemi di Distribuzione Chiusi** | | |
| **Categoria** | **Autoconsumo contestuale** | |
| RIU e ASDC | 5-6 TWh | |

***Tabella 2.2:*** *Dati relativi all'energia elettrica autoconsumata nel 2017 [6].*

| **Tipo di fonte** | **Tipologia di impianto** | **Energia autoconsumata** |
|---|---|---|
| **Rinnovabile** | Fotovoltaico | 4,1 TWh |
| | Idroelettrico | 0,5 TWh |
| | Eolico | 0,004 TWh |
| | Termoelettrico (biogas, bioliquidi, biomasse) | 0,9 TWh |
| | Geotermoelettrico | 0,001 TWh |
| **Non rinnovabile** | Termoelettrico (altri) | 22 TWh |
| | Altre tipologie | 0,003 TWh |

L'energia prodotta nel 2017 dalle configurazioni nella Tabella 2.1 è pari a circa 30 TWh, di cui 2 TWh sono stati oggetto di Scambio Sul Posto. L'autoconsumo contestuale, perciò, ammonta a circa 28 TWh e rappresenta il 9% dei consumi elettrici

nazionali del 2017 (circa 302 TWh). Circa il 20% (5,5 TWh) dell'energia autoconsumata nel 2017 è attribuile alle fonti rinnovabili e in primo luogo a quella fotovoltaica.

Attualmente lo strumento di sostegno dell'autoconsumo, sia da fonte rinnovabile che fossile e senza alcuna distinzione tra le configurazioni, è l'esenzione dal pagamento delle parti variabili degli oneri di sistema e di rete per l'energia non prelevata dalla rete pubblica, come stabilito dal D.L. n. 244 del 2016 (Decreto Milleproroghe 2016). Infatti, a decorrere dal primo gennaio 2017 non c'è più differenza tra i vari SSPC e SDC per quanto concerne l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. L'esenzione rappresenta una forma di incentivazione implicita ritenuta nel 2016 sostenibile nel medio termine. [42][43]

## 2.3 Il futuro dell'autoconsumo

Il dibattito sulle modalità di attuazione e sui regimi di sostegno dell'autoconsumo collettivo e delle comunità energetiche è attualmente in corso in Italia.
La necessità di inserire queste nuove modalità di autoconsumo non ancora riconosciute nel nostro Paese emerge nella proposta di Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 31 dicembre 2018. Uno degli obiettivi che l'Italia si propone di perseguire è la promozione del ruolo attivo dei consumatori e uno dei mezzi per farlo è lo sviluppo dell'autoproduzione diffusa in configurazioni individuali e collettive. Nella proposta di PNIEC viene sottolineata la necessità di recepire le nuove configurazioni di autoconsumo, ma allo stesso tempo di assicurare la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa distribuzione degli oneri di rete e di sistema.
Nel caso di piccoli impianti (potenza inferiore a 1 MW) viene espressa la volontà di applicare gli oneri di rete e di sistema solo sull'energia prelevata dalla rete pubblica. Questa forma di incentivazione implicita è già in atto per le configurazioni di autoconsumo individuali e si ha l'intenzione di estenderla, almeno in un primo momento, alle configurazioni multiple.
Inoltre, sarà necessario modificare il meccanismo dello Scambio Sul Posto per premiare, invece, chi si doterà di un sistema di accumulo incrementando la quota di energia autoconsumata e fornendo un servizio al sistema elettrico. Un ulteriore strumento individuato per lo sviluppo dell'autoconsumo è l'incremento della quota minima obbligatoria di fonti rinnovabili da integrare negli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti e l'inserimento di una quota minima

anche per gli edifici già esistenti. [44]
La Commissione Industria del Senato ha indetto un'istruttoria sul recepimento della RED II (affare assegnato n. 59) al fine di valutare i costi e i benefici, i rischi e le opportunità, gli ostacoli normativi e gli interventi legislativi necessari per favorire la diffusione dei sistemi di generazione distribuita, dei sistemi di accumulo e lo sviluppo dell'autoconsumo di energia elettrica. Nell'ambito dell'istruttoria, è stato svolto un ciclo di audizioni dei portatori d'interesse più significativi ed è stata avviata una consultazione pubblica nell'ottobre 2018 rivolta a tutti gli *stakeholders*.
Le questioni più rilevanti emerse dalle audizioni e dalla consultazione, che rimangono ancora irrisolte, sono relative all'applicazione degli oneri di sistema e di rete nelle varie configurazioni di autoconsumo e l'utilizzo della rete pubblica o privata per la condivisione di energia, quindi se debba essere uno scambio virtuale o fisico. [45]
In esito all'istruttoria condotta, il 6 giugno 2019 è stata presentata la risoluzione approvata dalla Commissione la quale annuncia l'impegno del Governo all'attuazione della RED II, quindi all'istituzione di un quadro favorevole alla promozione dell'autoconsumo di energia rinnovabile in tutte le sue configurazioni (autoconsumo collettivo nei condomini, SDC, comunità energetiche). Per quanto concerne le comunità, il Governo dovrà "*assicurare che alle comunità di energia rinnovabile sia riconosciuto il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, e di condividere, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità [...]. Ciò deve avvenire assicurando che i membri della comunità mantengano i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali e che, da una parte, la condivisione non sia considerata ai fini fiscali quale vendita di energia e, dall'altra, siano pagati i corrispettivi per la distribuzione di energia, ma non quelli per il trasporto e almeno in parte il dispacciamento se l'energia è simultaneamente prodotta e consumata all'interno dei membri della comunità, senza essere veicolata sulla RTN.*". [39]
Nonostante i numerosi dibattiti sull'argomento, nulla è stato ancora deciso e definito a livello normativo per la regolamentazione della nuove configurazioni di autoconsumo.

## 2.4 Esperienze di comunità energetica

In Italia esistono già iniziative comunitarie in ambito energetico, la maggior parte delle quali si sono sviluppate sotto la forma giuridica della cooperativa e sono, quindi, caratterizzate da un fine ben distinto dall'ottenimento di un profitto di natura economica. Per quanto concerne le esperienze di produzione e distribuzione di energia elettrica a livello locale, esse rappresentano delle eccezioni legalmente accettate trattandosi per lo più di cooperative storiche, cioè nate prima della nazionalizzazione dell'energia elettrica avvenuta nel 1962, di piccole dimensioni (sotto i 15.000 utenti) e situate in zone relativamente remote.
Nelle successive sottosezioni verranno proposti alcuni esempi di iniziative comunitarie italiane esistenti e verrà illustrato il cambiamento in atto in Piemonte, la prima regione italiana a promuove l'istituzione delle comunità energetiche attraverso la legge regionale n. 12 del 3 agosto 2018.

### 2.4.1 Cooperativa E-werk Prad

Nel 1926 fu fondata la Società Cooperativa *Azienda Elettrica Prato* nel Comune di Prato allo Stelvio (BZ). La Cooperativa realizzò un impianto idroelettrico per fornire energia ai soci e una rete di distribuzione. Successivamente sono stati aggiunti altri quattro impianti idroelettrici per una potenza complessiva di circa 4 MW, 7,2 MW di fotovoltaico e quattro centrali di teleriscaldamento (da biomassa e biogas) in assetto cogenerativo.
Oggi la Cooperativa è costituita da circa 1.400 soci, che rappresentano l'80% delle famiglie e delle aziende locali, ai quali è garantita una riduzione dei costi di circa il 30% e riesce a soddisfare il 97% dei fabbisogni di energia termica ed elettrica.
Essa, oltre a gestire i servizi di distribuzione dell'energia elettrica e termica, lavora allo sviluppo della fibra ottica per poter offrire un servizio aggiuntivo ai propri clienti, migliorare la gestione della filiera energetica e realizzare in futuro la propria *smart grid*. [46]

### 2.4.2 Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bùt

La *Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bùt* fu fondata nel 1911 nel Comune di Paluzza (UD). Si occupa della produzione e della distribuzione di energia in cinque Comuni (Paluzza, Cercivento, Treppo Ligosullo, Ravascletto e Sutrio) attraverso

una rete di sua proprietà. La cooperativa possiede cinque impianti idroelettrici ad acqua fluente per un totale di 10,6 MW di potenza installata.
Ad oggi conta 5.317 utenti, di cui 2.970 soci ai quali consente un risparmio in bolletta del 40%. [46]

### 2.4.3 Società Elettrica in Morbegno

La *Società Elettrica in Morbegno* è una Società Cooperativa che produce e distribuisce energia dal 1897. Essa possiede otto impianti idroelettrici in Valtellina e Alto Lario per un totale di 11 MW installati, e conta 550 soci di cui circa 220 sono utenti. Dal 2002 ha acquisito la rete locale di distribuzione da Enel diventando distributore unico in quattro Comuni (Morbegno, Cosio Valtellino, Bema e Rasura) (vedi Figura 2.3).
Nel 2005 la Società ha costruito anche un sistema di teleriscaldamento entrato in funzione nel 2007. [47]

***Figura 2.3:*** *Mappa con evidenza delle centrali idroelettriche e dei Comuni serviti dalla Società Elettrica in Morbegno [47].*

### 2.4.4 Società Cooperativa Elettrica Gignod

Fondata nel 1927, la *Società Cooperativa Elettrica Gignod* possiede un impianto idroelettrico ad acqua fluente nel Comune di Allein (AO) attraverso il quale fornisce energia ai suoi soci, integrandola eventualmente con una quota acquistata da un trader. La Società possiede la concessione per la distribuzione in cinque Comuni valdostani (Gignod, Saint-Christophe, Valpelline, Allein, Doues). Il vantaggio per i soci è uno sconto in bolletta sulla materia energia. [48]

### 2.4.5 Cooperativa di Comunità di Melpignano

Una recente iniziativa comunitaria è quella nata nel piccolo Comune di Melpignano (LE), dove è stata fondata nel 2011 la prima Cooperativa di Comunità d'Italia. I soci sono i cittadini del paese e coincidono con gli utenti. La cooperativa ha realizzato trentatré impianti fotovoltaici, per una potenza installata di circa 180 MW, distribuiti sui tetti delle abitazioni, delle aziende e degli edifici pubblici di Melpignano.
L'iniziativa, oltre a un risparmio economico per i soci, ha favorito lo sviluppo dell'economia locale offrendo posti di lavoro ai membri della comunità. La cooperativa non è impegnata solo sul fronte energetico, ma lavora anche su altri progetti come quello relativo alla diffusione degli impianti di erogazione di acqua potabile. [46]

### 2.4.6 Cooperativa Centrale Termica Dobbiaco-San Candido

Quest'ultimo esempio riguarda un'iniziativa comunitaria nell'ambito della produzione e della condivisione di energia termica. Bisogna, quindi, considerare le semplificazioni di cui gode la condivisione del calore a livello normativo rispetto agli altri esempi sopra riportati.
Nel 1994 fu fondata la cooperativa *Centrale Termica Dobbiaco*, nell'omonimo Comune in provincia di Bolzano, con l'intento di fornire calore ai soci (Comune, famiglie residenti, esercizi commerciali) tramite una centrale e una rete di teleriscaldamento entrata in esercizio nel 1995 e successivamente estesa al Comune di San Candido (BZ).
L'impianto di teleriscaldamento a biomassa è costituito da tre caldaie per un totale di 18 MW e utilizza cippato locale prodotto a partire da residui di potatura boschiva, cortecce, scarti di segherie e industrie. Dal 2003 la centrale produce anche energia elettrica grazie a un impianto ORC da 1,5 MW.

La cooperativa conta 917 soci e oltre 1.200 utenti (dati riferiti al 2017) e riesce a soddisfare completamente il fabbisogno termico di entrambi i Comuni, evidenziati nella mappa della provincia di Bolzano riportata nella Figura 2.4. [49]

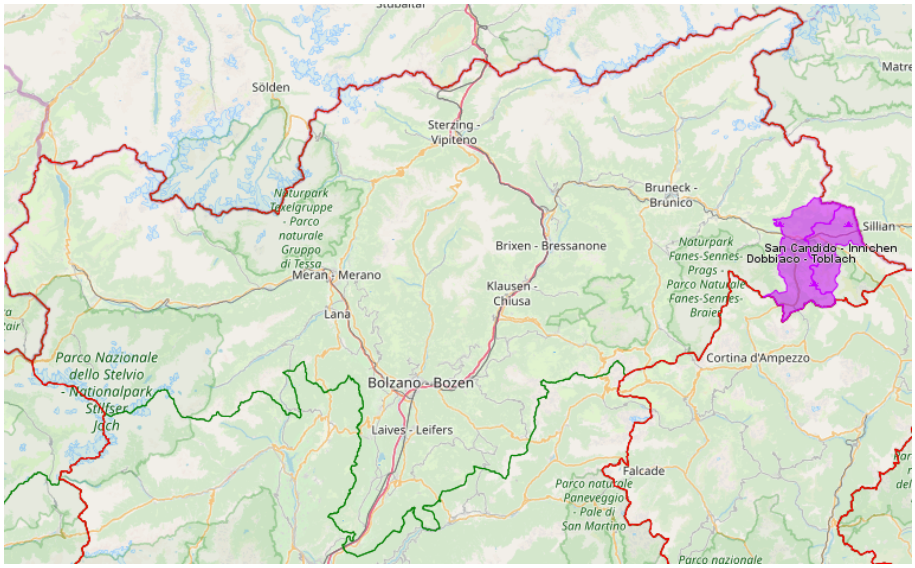



***Figura 2.4:*** *Territorio servito dalla rete di teleriscaldamento della Cooperativa Centrale Termica Dobbiaco-San Candido [50].*

### 2.4.7 Comunità energetiche in Piemonte

Con la legge regionale n. 12 del 2018, attuata con il D.G.R. n. 18-8520 dell'8 marzo 2019, il Piemonte anticipa la normativa europea a livello regionale promuovendo e sostenendo finanziariamente l'istituzione delle comunità energetiche, aperte a soggetti pubblici e privati e definite come "*enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di [...] agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici*".

All'interno della legge viene precisato che le comunità mantengono lo *status* di produttori di energia solo se la quota di energia autoconsumata dai suoi membri per mezzo della rete pubblica è annualmente non inferiore al 70% di quella prodotta, così come previsto l'attuale definizione di autoproduttore illustrata nella sottosezione 2.1.1.

I Comuni che vogliono costituire una comunità devono adottare un protocollo d'intesa. Una volta formatasi, la comunità ha il dovere di elaborare un bilancio energetico e un documento strategico, il quale rappresenta un piano energetico locale in cui si

illustrano le azioni che la comunità intraprenderà in ambito energetico. L'applicazione di tale piano verrà verificata ogni tre anni della Giunta Regionale e, in caso di riscontro negativo, la comunità verrà sanzionata. I risultati energetici verranno monitorati a livello regionale al fine di individuare le modalità migliori di gestione di questa nuova configurazione. [51]
Con il D.D. n. 547 dell'8 ottobre 2019 è stato approvato il bando per la raccolta di manifestazioni di interesse alla costituzione di comunità energetiche da parte dei Comuni piemontesi al fine di ottenere un sostegno finanziario. Le risorse stanziate ammontano a 50.000 € e le domande, corredate dalla documentazione richiesta, potranno essere presentate dal 21 ottobre al 6 dicembre 2019. L'emanazione di tale bando dimostra che il Piemonte vuole attuare concretamente ciò che ha emanato con la legge regionale n. 12 del 2018.

### Pinerolo Oil Free Zone

Alcuni Comuni nella zona di Pinerolo (TO), nel Piemonte orientale, hanno firmato il 16 aprile 2019 il protocollo d'intesa per istituire la prima *Oil Free Zone* d'Italia, avviando così l'iter di formazione della comunità energetica del pinerolese. Il progetto è portato avanti dal Consorzio Pinerolese Energia, costituito dai quarantasette Comuni della zona, dalle aziende locali e dal Politecnico di Torino. All'interno del Consorzio diverse compagnie produttrici di energia contribuiscono a soddisfare il fabbisogno della popolazione locale, principalmente con impianti fotovoltaici e idroelettrici, biogas e biometano. Il maggior sostenitore del progetto relativo alla formazione di una comunità energetica è ACEA Pinerolese Industriale S.p.A., società *multi utility* attiva nel settore energetico e ambientale con sede a Pinerolo. [21][52]
L'*Oil Free Zone*, istituita con la legge n. 221/2015, è un'area territoriale nella quale si prevede una progressiva sostituzione dei combustibili fossili con le fonti rinnovabili nella produzione di energia. Si tratta di un'iniziativa promossa dai Comuni, quindi dalla popolazione locale. Inoltre, nelle *Oil Free Zone* sono concesse sperimentazioni, l'avvio di progetti pilota. [53]
Proprio per questo motivo venticinque Comuni del pinerolese, che potrebbero in futuro diventare oltre quaranta, hanno sottoscritto il protocollo. Il progetto potrebbe potenzialmente coinvolgere circa 150.000 abitanti e numerose di aziende, distribuiti su un territorio di circa 1.350 km$^2$ (Figura 2.5), rendendo la sperimentazione interessante perché si differenzierebbe per dimensioni e complessità dalle esperienze

comunitarie attualmente esistenti. [52][54]

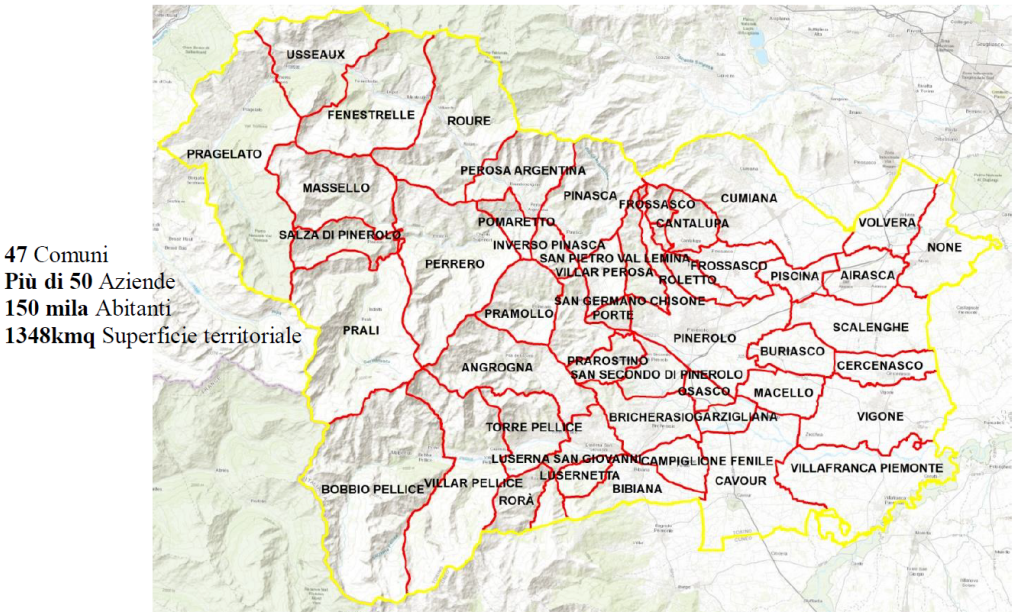



***Figura 2.5:*** *Territorio pinerolese interessato dalla futura comunità energetica [55].*

Probabilmente la forma giuridica della futura comunità energetica sarà quella della cooperativa perché permette la partecipazione sia dell'amministrazione comunale che dei cittadini e delle aziende. Inoltre, l'assenza di scopo di lucro nei fini della cooperativa, come evidenziato precedentemente, è coerente con la definizione di comunità della RED II e della legge piemontese. [52][54]

# Capitolo 3

# Edifici a energia quasi zero

## 3.1 La definizione di NZEB

Per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti esposti nella sezione 1.1, è fondamentale decarbonizzare il parco immobiliare europeo. Infatti, il 40% dei consumi finali di energia dell'Unione Europea è imputabile al riscaldamento e al raffrescamento degli edifici e il 36% di tutte le emissioni di anidride carbonica dell'Unione è riconducibile al settore edilizio. È necessario, dunque, che i consumi energetici degli edifici diminuiscano e che aumenti l'approvvigionamento energetico da fonti rinnovabili per soddisfarne i fabbisogni. [56]

A livello europeo sono state emanate negli anni diverse direttive relative al settore edilizio, l'ultima delle quali è la Direttiva 2018/844/UE del 30 maggio 2018, aggiornamento della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. L'obiettivo è quello di trasformare il settore edilizio al fine di ottenere al 2050 un parco immobiliare ad elevata efficienza energetica e decarbonizzato.

Le azioni da intraprendere, seppur con qualche revisione, erano già state definite nella Direttiva 2010/31/UE: gli Stati membri devono fissare e garantire il rispetto di requisiti minimi di prestazione energetica per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a importanti ristrutturazioni. Ogni Stato deve provvedere affinché tutti gli edifici di nuova costruzione siano a energia quasi zero entro il 31 dicembre 2020, mentre gli edifici pubblici a partire dal 31 dicembre 2018. Inoltre, si deve incentivare la trasformazione dei fabbricati esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti in edifici a energia quasi zero. [57]

Gli edifici a energia quasi zero, noti con l'acronimo inglese NZEB (*Nearly Zero Energy Buildings*), sono definiti nell'articolo 2 della Direttiva 2010/31/UE come edifici "*ad altissima prestazione energetica, [...]. Il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze*" [57].

## 3.2 Gli NZEB in Europa

Dare una definizione univoca di edificio a energia quasi zero basandosi sulle caratteristiche costruttive ed energetiche del fabbricato è impossibile anche rimanendo entro i confini dell'Unione Europea. Questo perché la Direttiva 2010/31/UE fornisce una definizione qualitativa degli NZEB, lasciando molto spazio decisionale ai singoli Stati. La direttiva, infatti, non impone i requisiti minimi di prestazione energetica da soddisfare in edilizia né quantifica il fabbisogno energetico e la quota di rinnovabile da integrare negli edifici per ottenere la classificazione di NZEB. Difatti, ogni Stato deve recepire la direttiva ed elaborare da sé tali requisiti, stabilire un metodo di calcolo delle performance energetiche basato sulle linee guida fornite e dare una definizione di edificio a energia quasi zero che faccia riferimento alle prestazioni energetiche quantificabili del fabbricato.
Nelle Figure 3.1 e 3.2 sono illustrati i principali aspetti che gli Stati hanno stabilito liberamente in fase di recepimento della definizione di edificio a energia quasi zero nelle legislazioni nazionali con evidenza delle scelte per cui hanno optato, nei limiti delle informazioni disponibili.

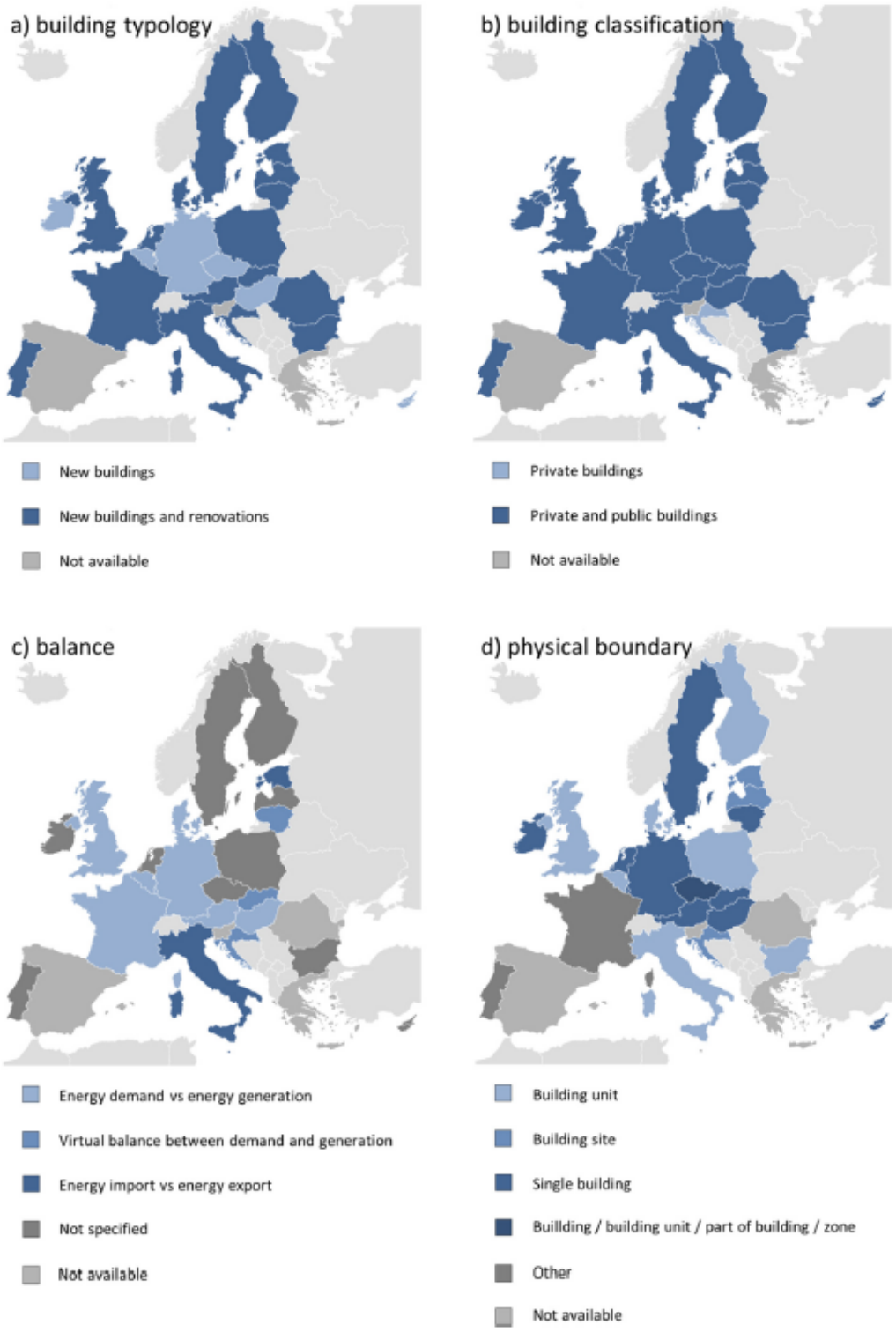



***Figura 3.1:*** *a) Tipologia di edificio; b) Categoria di edificio; c) Bilancio energetico; d) Confine fisico del sistema nelle diverse definizioni di NZEB in Europa [58].*

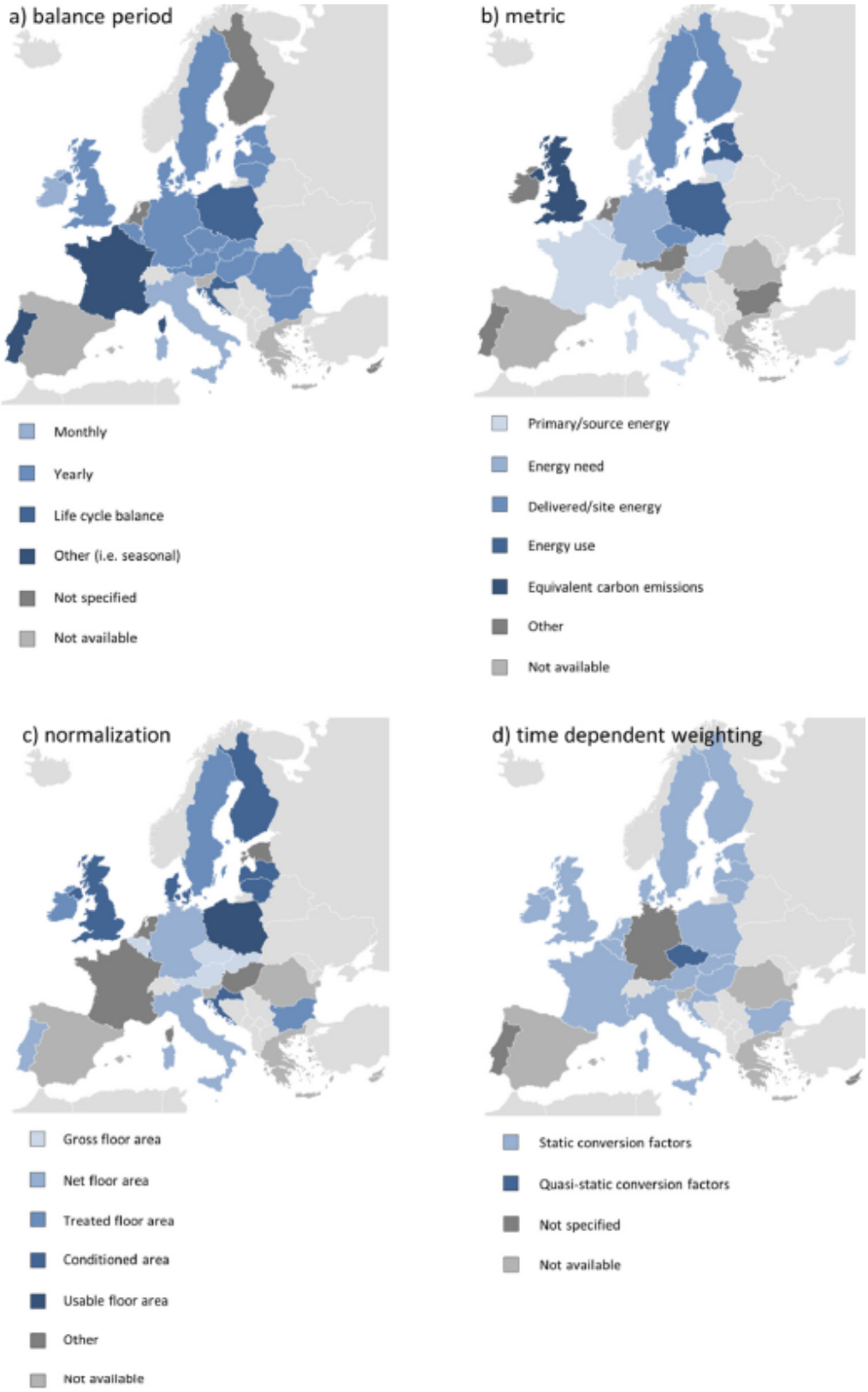



***Figura 3.2:*** *a) Periodo del bilancio energetico; b) Metrica; c) Normalizzazione; d) Fattore di conversione nelle diverse definizioni di NZEB in Europa [58].*

La maggior parte degli Stati europei ha incluso nella definizione di NZEB sia gli edifici di nuova costruzione che quelli esistenti sottoposti a ristrutturazione, appartenenti al settore pubblico e privato. La maggioranza basa i calcoli di bilancio energetico sul confronto tra energia richiesta e generata, sebbene molti Stati non abbiano ancora specificato una metodologia. I principali usi energetici conteggiati sono il riscaldamento, il raffrescamento, la produzione di acqua calda sanitaria e la ventilazione. I consumi degli ausiliari, dell'illuminazione, delle apparecchiature elettriche e di altri servizi offerti dall'edificio analizzato vengono presi in considerazione solo in alcuni Stati. Un buon numero di Paesi identifica il confine del sistema sul quale effettuare i calcoli energetici nel singolo edificio o unità immobiliare. Per lo più i calcoli vengono effettuati su base annuale e normalizzati rispetto alla superficie dell'edificio. Il fabbisogno è valutato in termini di energia primaria utilizzando fattori di conversione stazionari. Per quanto concerne l'integrazione delle fonti rinnovabili, la maggior parte degli Stati considera solo la produzione interna all'edificio, ma numerosi sono quelli che conteggiano anche quella prodotta esternamente nelle vicinanze del fabbricato. Tra le tecnologie più diffuse per ridurre i consumi e integrare la produzione da FER ci sono il solare fotovoltaico e termico, le pompe di calore aerotermiche e geotermiche, i sistemi di riscaldamento e raffrescamento passivi, la micro cogenerazione e i sistemi di recupero del calore. [58]

## 3.3 Gli NZEB in Italia

### 3.3.1 Inquadramento normativo

In Italia, la Direttiva 2010/31/UE è stata recepita con la legge n. 90 del 2013 e integrata nel D.M. n. 192 del 2005. I requisiti minimi e le modalità di applicazione della metodologia di calcolo delle prestazioni energetiche sono definiti, invece, nel D.M. del 26 giugno 2015. Quest'ultimo indica i parametri, gli indici di prestazione energetica e le efficienze che devono essere calcolati nel rispetto della normativa tecnica nazionale UNI e CTI e confrontati con i valori di riferimento relativi agli edifici di nuova costruzione, a quelli oggetto di ristrutturazione importante o sottoposti a riqualificazione energetica.
Nel caso specifico degli edifici a energia quasi zero, siano essi edifici di nuova costruzioni o esistenti, devono essere validi i seguenti due punti:

- rispetto dei requisiti minimi di prestazione energetica previsti per gli edifici pubblici dal 1° gennaio 2019 e per tutti gli altri edifici dal 1° gennaio 2021;
- rispetto degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia secondo quanto previsto dall'Allegato 3 del D.Lgs n. 28 del 3 marzo 2011. [59]

I requisiti minimi previsti per gli NZEB, di seguito elencati, riguardano le prestazioni energetiche dell'involucro e quelle degli impianti di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS):

- il coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione per unità di superficie disperdente ($H'_T$) deve essere inferiore al valore riportato nella Tabella 3.1, associato al rapporto tra superficie disperdente e volume climatizzato ($S/V$) dell'edificio a seconda della zona climatica di collocazione. Esso è definito dalla seguente formula:

$$H'_T = H_{tr,adj} / \sum_k A_k \qquad \left[\frac{W}{m^2 \cdot K}\right] \tag{3.1}$$

  dove:

  - $H_{tr,adj}$ (W/K) è il coefficiente globale di scambio termico dell'involucro calcolato con la UNI/TS 11300-1;
  - $A_k$ (m$^2$) è la superficie del k-esimo componente dell'involucro.

***Tabella 3.1:*** *Valore massimo ammissibile di $H'_T$ (W/m$^2$/K) [59].*

| **Rapporto di forma ($S/V$)** | **Zona climatica** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | A e B | C | D | E | F |
| $S/V \geq 0{,}7$ | 0,58 | 0,55 | 0,53 | 0,50 | 0,48 |
| $0{,}7 > S/V \geq 0{,}4$ | 0,63 | 0,60 | 0,58 | 0,55 | 0,53 |
| $0{,}4 > S/V$ | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,75 | 0,70 |
| **Tipologia di intervento** | **Zona climatica** | | | | |
| | A e B | C | D | E | F |
| Ampliamento e ristrutturazioni importanti di secondo livello per tutte le tipologie edilizie | 0,73 | 0,70 | 0,68 | 0,65 | 0,62 |

- l'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile ($A_{sol,est}/A_{sup\,utile}$) deve essere inferiore al valore limite associato alla destinazione d'uso dell'edificio (vedi Tabella 3.2). L'area solare equivalente estiva è definita dalla seguente

formula:

$$A_{sol,est} = \sum_k F_{sh,ob} \cdot g_{gl+sh} \cdot (1 - F_F) \cdot A_{w,p} \cdot F_{sol,est} \qquad [m^2] \tag{3.2}$$

dove:

- $F_{sh,ob}$ è il fattore di riduzione della superficie vetrata k-esima per ombreggiamento nel mese di luglio causato da aggetti verticali e orizzontali e da ostacoli esterni;
- $g_{gl+sh}$ è la trasmittanza di energia solare totale della finestra (comprese le schermature), riferita al mese di luglio;
- $F_F$ è la frazione di area occupata dal telaio;
- $A_{w,p}$ è l'area totale del componente vetrato;
- $F_{sol,est}$ è il fattore di correzione per l'irraggiamento incidente, calcolato come il rapporto tra l'irradianza media nel mese di luglio, per la località e l'esposizione considerate, e l'irradianza media annuale di Roma sul piano orizzontale.

***Tabella 3.2:*** *Valore massimo ammissibile di $A_{sol,est}/A_{sup\,utile}$ (-) [59].*

| **Categoria edificio** | **Tutte le zone climatiche** |
|---|---|
| Categoria E.1 fatta eccezione per collegi, conventi, case di pena, caserme nonché per la categoria E.1(3) | $\leq$ 0,030 |
| Tutti gli altri edifici | $\leq$ 0,040 |

- gli indici di prestazione termica utile per riscaldamento ($EP_{H,nd}$) e raffrescamento ($EP_{C,nd}$) e l'indice di prestazione energetica globale ($EP_{gl,tot}$), comprendente le energie primarie totali per riscaldamento, raffrescamento, ACS, ventilazione e, per edifici non residenziali, illuminazione e trasporto di cose e persone, devono essere inferiori a quelli calcolati per l'edificio di riferimento. Quest'ultimo è definito come un *"edificio identico [a quello reale] in termini di geometria (sagoma, volumi, superficie calpestabile, superfici degli elementi costruttivi e dei componenti), orientamento, ubicazione territoriale, destinazione d'uso e situazione al contorno, e avente caratteristiche termiche e parametri energetici predeterminati [dal D.M. del 26 giugno 2015]"* [60];

- le efficienze dei sistemi di riscaldamento ($\eta_H$), raffrescamento ($\eta_C$) e produzione di ACS ($\eta_W$) devono essere superiori ai valori medi indicati per i sottosistemi di utilizzazione e generazione dell'edificio di riferimento. [59]

Per quanto concerne gli obblighi di cui all'Allegato 3 del D.Lgs n. 28 del 2011, essi prevedono, nei limiti della fattibilità tecnica, che la produzione di energia da fonte rinnovabile copra il 50% dei consumi previsti per l'ACS e il 50% della somma dei consumi previsti per il riscaldamento, il raffrescamento e l'ACS. Tali obblighi sono innalzati al 55% nel caso di edifici pubblici e non sono applicati se il fabbisogno di riscaldamento e ACS è coperto dal teleriscaldamento. Inoltre, essi non possono essere ottemperati solo con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile se essa alimenta esclusivamente gli impianti per la produzione di ACS, riscaldamento e raffrescamento. Infine, la potenza elettrica minima installata sull'edificio deve essere pari a 0,02 kW per ogni metro quadro di superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno. [61]
Il decreto del 2011 non specifica se per il calcolo della quota rinnovabile a copertura dei consumi si debba fare riferimento alla richiesta di caldo o freddo, ai vettori energetici necessari per soddisfare la richiesta o all'energia primaria associata a tali vettori. Questo aspetto è chiarito dalla norma UNI/TS 11300-5, la quale specifica che la quota di energia da fonti rinnovabili ($QR$) deve essere calcolata su base annua in termini di energia primaria, mentre nella UNI/TS 11300-4 viene specificata la procedura di calcolo dell'energia elettrica e termica prodotta da varie tipologie di impianto (solare termico, generatore a combustione alimentato da biomasse, pompa di calore, generatore fotovoltaico, cogeneratore). La conversione in energia primaria dei vettori energetici è regolata dal D.M. del 26 giugno 2015, nel quale sono elencati i fattori di conversione in energia primaria rinnovabile e non rinnovabile. [62]

I requisiti per poter classificare un edificio come NZEB sono sintetizzati nella Tabella 3.3.

***Tabella 3.3:*** *Sintesi dei requisiti necessari per la qualifica di edifico a energia quasi zero in Italia.*

| | | |
|---|---|---|
| **Involucro** | $H'_T \leq H'_{T,limite}$<br>$A_{sol,est}/A_{sup\,utile} \leq (A_{sol,est}/A_{sup\,utile})_{limite}$ | Valore limite tabellato nel D.M. 26/06/2015 |
| **Energia** | $EP_{H,nd} < EP_{H,nd,rif}$<br>$EP_{C,nd} < EP_{C,nd,rif}$<br>$EP_{gl,tot} < EP_{gl,tot,rif}$ | Edificio di riferimento |
| **Impianti** | $\eta_H > \eta_{H,rif}$<br>$\eta_C > \eta_{C,rif}$<br>$\eta_W > \eta_{W,rif}$ | |
| **FER** | $QR \geq 50\%$ o $QR \geq 55\%$<br>$P_{el,ren}/A_{pianta} \geq 0{,}02$ kW/m$^2$ | Limiti previsti dal D.Lgs n. 28 del 2011 |

Sebbene a livello nazionale le date a partire dalle quali gli edifici pubblici e privati dovranno obbligatoriamente essere NZEB rispecchino i termini imposti a livello europeo, alcune regioni hanno anticipato tali scadenze. In Lombardia, per esempio, l'obbligo è in vigore dal gennaio 2016, mentre in Emilia Romagna dal gennaio 2017 per gli edifici pubblici e dal gennaio 2019 per tutti gli altri. [63]

### 3.3.2 Diffusione

Al fine di analizzare lo stato di diffusione degli NZEB in Italia, è stato avviato l'Osservatorio Nazionale degli Edifici a Energia Quasi Zero curato dell'Unità Efficienza Energetica di ENEA. Dall'ottobre 2016 al settembre 2018 l'Osservatorio ha monitorato alcune regioni specifiche, stimato la diffusione degli NZEB sul territorio nazionale e individuato punti critici e buone pratiche grazie alle recenti esperienze nazionali nell'ambito dell'edilizia ad elevata prestazione energetica. I dati raccolti relativamente a undici regioni italiane attraverso i Catasti APE (Attestati di Prestazione Energetica), il SIAPE (Sistema Informativo sugli Attestati di Prestazione Energetica), gli articoli scientifici e le informazioni fornite da professionisti e proprietari hanno permesso una stima del numero e delle caratteristiche degli NZEB in Italia al 2018. [63]
La Figura 3.3 illustra il numero di edifici NZEB che risultano realizzati al giugno 2018 nelle undici regioni per le quali è stata possibile un'analisi più di dettaglio. Nella Figura 3.4 è illustrato il valore percentuale degli NZEB sul totale degli edifici per le stesse regioni.

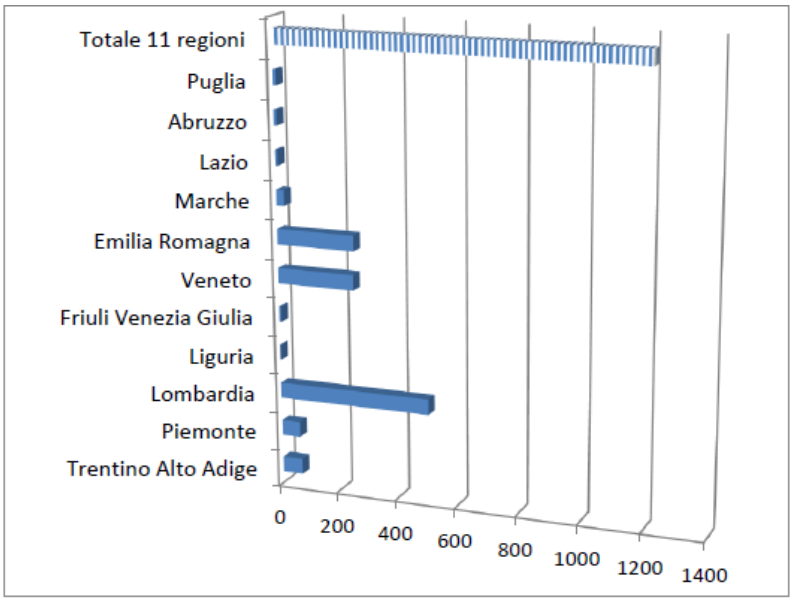



***Figura 3.3:*** *Numero di edifici a energia quasi zero in undici regioni italiane (monitoraggio da gennaio 2016 a giugno 2018) [63].*

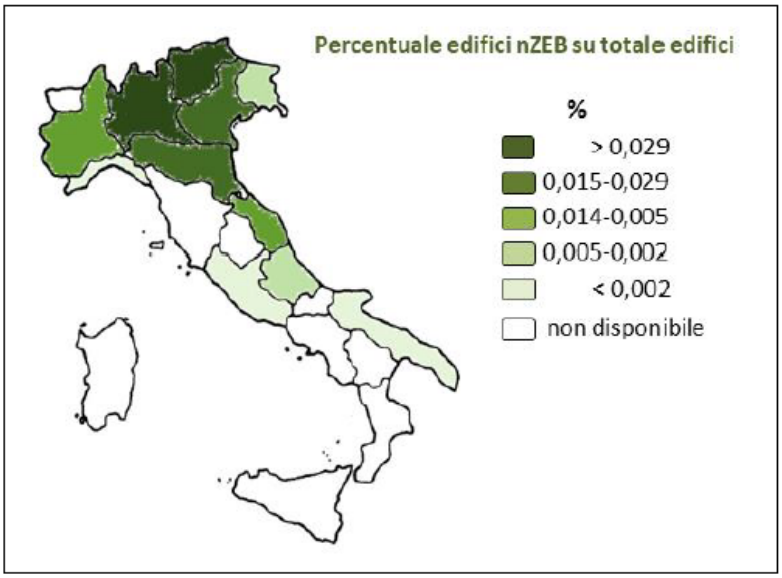



***Figura 3.4:*** *Percentuale di edifici a energia quasi zero sul totale degli edifici per regione al 30 giugno 2018 [63].*

Per le altre regioni è stata considerata una percentuale dello 0,003% di NZEB sul totale degli edifici costruiti, per un totale di circa 1.400 edifici a energia quasi zero al 30 giugno 2018 in Italia.

Dal monitoraggio ENEA risulta che il numero di NZEB è in continuo aumento, soprattutto tra gli edifici ad uso residenziale di nuova costruzione. La maggior parte degli edifici a energia quasi zero italiani, indipendentemente dalla zona climatica, opta per l'installazione di pompe di calore elettriche e impianti fotovoltaici. In alternativa o ad integrazione della pompa di calore, è diffusa anche l'installazione di caldaie a condensazione abbinate a impianti solari termici per la produzione di ACS. Nella metà dei casi di NZEB residenziali e in quasi tutti quelli non residenziali è presente un impianto di ventilazione meccanica controllata.
Per quanto riguarda le caratteristiche dell'involucro edilizio, le pareti verticali opache nella zona E sono caratterizzate da valori di trasmittanza intorno a 0,17 W/m$^2$/K, mentre quelli delle coperture intorno a 0,15 W/m$^2$/K. Nelle zone C e D la trasmittanza delle pareti opache si attesta tra 0,19 e 0,20 W/m$^2$/K e quella delle coperture attorno a 0,21 W/m$^2$/K. I materiali isolanti per le pareti verticali più utilizzati risultano essere il polistirene espanso e la lana di vetro, mentre per le coperture prevale l'impiego della lana minerale. La maggior parte delle chiusure trasparenti sono caratterizzate da triplo vetro con valori di trasmittanza del vetro tra 0,6 e 1,4 W/m$^2$/K, a prescindere dalla zona climatica. Appare ricorrente la tecnologia costruttiva in legno X-LAM, caratterizzata da elevate prestazioni dell'involucro edilizio e ridotti tempi di montaggio. Essa è diffusa per la realizzazione di edifici isolati di piccole dimensioni e di scuole. [63]

## 3.4 Esempi di NZEB in Europa

Al di là delle normative nazionali più o meno diverse nei vari Paesi, numerosi edifici o quartieri ad alta efficienza energetica sono stati realizzati negli ultimi decenni, anche in data antecedente alla definizione degli edifici a energia quasi zero. Di seguito verranno illustrati alcuni esempi europei che hanno raggiunto la notorietà.

### 3.4.1 BedZED

Ideato nel 1997 e completato nel 2002, il *Beddington Zero Carbon Energy Development* (BedZED) è stato il primo esempio di quartiere sostenibile costituito da edifici a diversa destinazione d'uso (appartamenti e uffici) nel Regno Unito. Esso è situato a Sutton, piccolo borgo a Sud di Londra.
BedZED è stato progettato per azzerare l'utilizzo di energia da fonte fossile. Per raggiungere tale obiettivo, sono stati installati un sistema cogenerativo alimentato

da biomassa e 777 m$^2$ di pannelli fotovoltaici. Sono stati raggiunti alti livelli di isolamento, ermeticità e massa termica dell'involucro edilizio. Inoltre, è stato massimizzato lo sfruttamento del riscaldamento passivo da radiazione solare la quale, insieme agli apporti interni, viene immagazzinata nell'involucro e riduce il fabbisogno invernale degli edifici. Tuttavia, per soddisfare la richiesta di calore (per il riscaldamento e per l'acqua calda sanitaria) gli edifici sono connessi a una piccola rete di teleriscaldamento alimentata dall'impianto CHP. Il sistema di ventilazione, necessario per il ricambio dell'aria, è dotato di un recuperatore di calore e non necessita di energia elettrica per il suo funzionamento. La Figura 3.5 illustra le principali caratteristiche fisiche degli edifici che costituiscono il BedZED. [64]

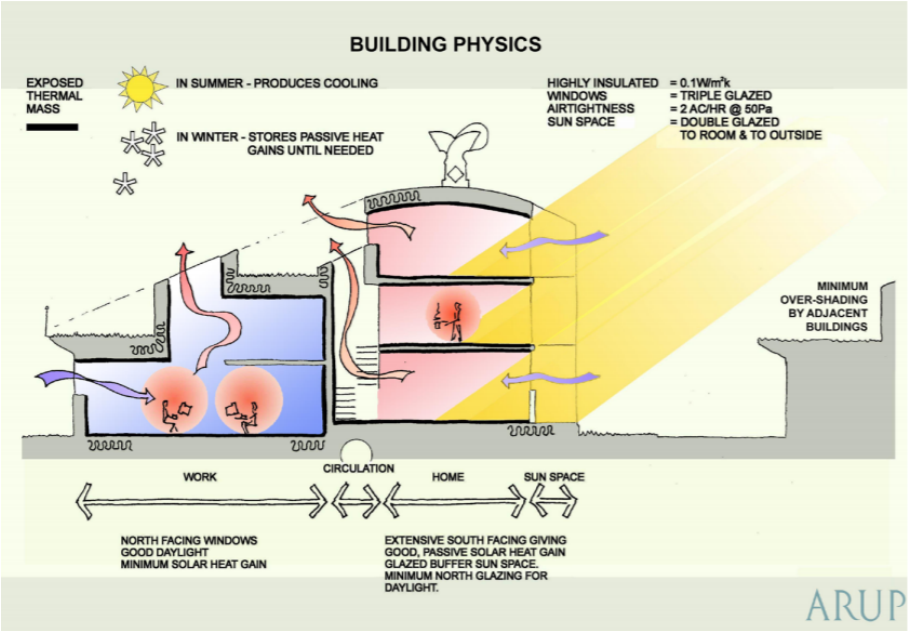



***Figura 3.5:*** *Rappresentazione della fisica dell'edificio BedZED [64].*

### 3.4.2 Heliotrope

*Heliotrope* è una casa ecosostenibile progettata dall'architetto tedesco Rolf Disch. Attualmente ne esistono tre esempi in Germania: il primo risale al 1994 ed è la casa del suo ideatore situata a Friburgo (Figura 3.6), mentre gli altri due sono utilizzati come edificio espositivo per la compagnia Hansgrohe a Offenburg e come laboratorio dentistico a Hilpoltstein.

Il nome dell'edificio richiama il suo movimento rotatorio che gli permette di seguire il Sole ed essere sempre orientato nel modo ottimale per garantire il comfort interno.

L'edificio, di forma cilindrica, ha una facciata vetrata e l'altra altamente coibentata. La parte vetrata, se rivolta verso il Sole, massimizza l'apporto di calore e luce. Nei giorni d'estate, invece, il lato altamente isolato è quello maggiormente irradiato al fine di limitare il riscaldamento dell'edificio.
Sul tetto è installato un impianto fotovoltaico da 6,6 kW dotato di un sistema d'inseguimento solare che ne permette la rotazione indipendente da quella dell'edificio. Le ringhiere dei balconi sono costituite da collettori a tubi sottovuoto che forniscono l'acqua calda per gli usi igienico sanitari e il riscaldamento.
*Heliotrope* è stata la prima casa nel mondo a produrre più energia di quella consumata. [65]

***Figura 3.6:*** *Heliotrope a Friburgo [65].*

### 3.4.3 Fiorita Passive House

*Fiorita Passive House* è un edificio, che consta di otto unità immobiliari, nato da un intervento di ristrutturazione con demolizione e ricostruzione conclusosi nel 2016 e situato a Cesena. Esso è la prima multiresidenza italiana costruita con struttura portante in legno X-LAM e certificata al Passivhaus Institut.
La scelta del legno come materiale principale ha permesso di avere pareti di spessore contenuto, ma con prestazioni energetiche elevate e un tempo di costruzione ridotto.

Lo spessore dell'involucro è intorno ai 40 cm ed è caratterizzato da una trasmittanza pari a 0,136 W/m$^2$/K e uno sfasamento termico di 16 ore, prestazioni che si ottengono con spessori superiori di circa il 30% nel caso di una costruzione tradizionale in laterocemento. Le superfici vetrate sono in triplo vetro con una trasmittanza di 0,6 W/m$^2$/K. Il rivestimento delle pareti esterne in legno e laminam è ventilato e consente un raffrescamento naturale delle pareti interne in estate, limitando al contempo la formazione di umidità e condensa in inverno. Inoltre, l'edificio è dotato di aggetti e schermi frangisole scorrevoli capaci di modulare gli apporti solari. [66]

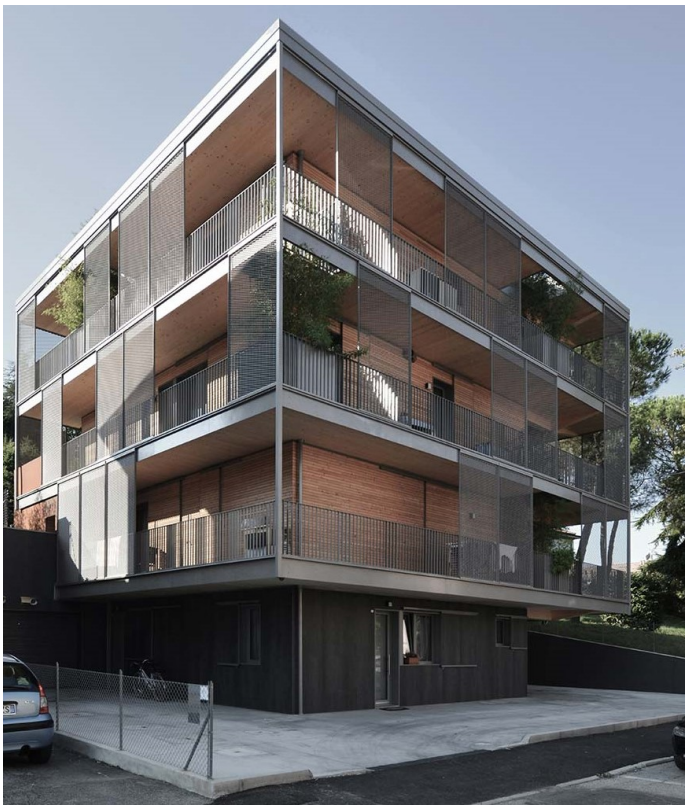


***Figura 3.7:*** *Fiorita Passive House [66].*

# Capitolo 4

# Caso studio: il modulo abitativo PVZEN

## 4.1 Il progetto PVZEN

Il progetto di ricerca PVZEN, portato avanti e finanziato dal Politecnico di Torino, è inerente alla sperimentazione degli edifici ad energia quasi zero, delle microreti autosufficienti e della produzione di energia rinnovabile integrata negli edifici. Infatti, PVZEN è l'acronimo di *PhotoVoltaic Zero Energy Network*.
L'obiettivo è quello di costruire un modulo abitativo che si autoproduce l'energia di cui ha bisogno attraverso i pannelli fotovoltaici montati sulla sua copertura e sulle sue pareti esterne e che utilizza gli accumuli elettrochimici per rendersi completamente indipendente dalla rete elettrica. I consumi saranno solamente elettrici grazie all'elettrificazione dei carichi termici per la climatizzazione attraverso l'uso di pompe di calore ad azionamento elettrico.
Il progetto in questione vede la collaborazione dei dipartimenti Energia (DENERG), Architettura e Design (DAD) ed Elettronica e Telecomunicazioni (DET) per curare tutti gli aspetti che porteranno alla realizzazione del modulo abitativo (progettazione del fabbricato, selezione dell'involucro edilizio, dimensionamento degli impianti, monitoraggio delle grandezze di interesse). [67]
Il progetto PVZEN è stato oggetto di diversi lavori di tesi precedenti, tuttavia nel corso dell'ultimo anno accademico è stato completamente riprogettato nell'ambito di un atelier del Master di Architettura di Secondo Livello "Architettura delle Costruzioni in legno". [68][69]

## 4.2 Selezione del caso studio

In questo lavoro di tesi è stato selezionato il progetto PVZEN come caso studio in quanto con esso verrà sperimentata una mini comunità energetica costituita da tre unità, facenti parte di un edificio a energia quasi zero, che si differenziano per produzione o consumi energetici.
Il caso non è rappresentativo di una comunità composta da utenze di tipo residenziale, ma piuttosto di attività commerciali e di uffici. Questa tipologia di utenze sono caratterizzate da una richiesta di energia elettrica concentrata solitamente nelle ore di produzione fotovoltaica.
Per poter fare delle considerazioni sulla condivisione di energia, è stato necessario procurarsi i profili di produzione fotovoltaica e quelli di carico delle tre unità. A tal fine è stato utilizzato il software di progettazione *SketchUp*, con la sua estensione *OpenStudio SketchUp Plug-in*, per rappresentare l'edificio e il programma di simulazione termo-energetica *EnergyPlus* per ottenere i profili. Successivamente questi ultimi sono stati rielaborati con *Matlab* per averne una visualizzazione in forma grafica e poter calcolare indicatori energetici, quali autosufficienza e autoconsumo, nelle varie configurazioni di comunità ipotizzate. In particolare, è stato analizzato un caso base con le unità di consumo tra loro indipendenti, per poi confrontarlo con i casi in cui ci siano condivisione di energia e/o sistemi di accumulo.
Sebbene il progetto PVZEN miri all'autosufficienza completa del modulo abitativo, all'interno del caso studio esso è stato considerato sempre connesso alla rete, dalla quale preleva energia qualora la produzione sia insufficiente, mentre l'eventuale surplus energetico andrà a coprire parte dei consumi del Politecnico. Nei casi in cui è stato introdotto un sistema di accumulo, è stata data la priorità alla scarica e carica delle batterie piuttosto che allo scambio di energia con la rete.

Questo capitolo si limiterà a illustrare le informazioni di carattere generale (localizzazione e dimensioni geometriche) relative all'edificio PVZEN, estrapolate dal progetto architettonico elaborato all'interno del Master, mentre nei capitoli successivi verranno analizzati nel dettaglio i vari aspetti del caso studio. Nel Capitolo 5 verranno illustrati le ipotesi e gli input inseriti su *EnergyPlus* per simulare le performance energetiche dell'edificio. Nel Capitolo 6 verrà, invece, illustrato come è stata simulata la comunità energetica e quali grandezze sono state calcolate per valutarne le prestazioni energetiche. Infine, saranno analizzati produzione e consumi elettrici

(Capitolo 7) e verranno riportati, e confrontati con il caso base, i valori di autosufficienza e autoconsumo ottenuti considerando la formazione di una mini comunità e/o la presenza di sistemi di accumulo elettrochimico (Capitolo 8).

## 4.3 Inquadramento generale del fabbricato

Le informazioni relative alla localizzazione e alle dimensioni del fabbricato PVZEN, come precedentemente anticipato, sono state dedotte dalla presentazione finale del progetto elaborato all'interno del Master sopra menzionato [68] e integrate con le informazioni presenti nei lavori di tesi precedenti, principalmente in quello di Tommaso Gasco [70].

### 4.3.1 Localizzazione

Il modulo PVZEN verrà posizionato all'interno della Cittadella Politecnica, sopra le aule I e accanto alla facciata laterale dell'edificio I3P, sede dell'Incubatore delle Imprese Innovative. Le coordinate che identificano la sua posizione sono le seguenti:

- latitudine: 45,06557° N,
- longitudine: 7,6584° E.

Per quanto concerne l'orientamento, il lato maggiore del modulo abitativo, caratterizzato da una pianta rettangolare, formerà un angolo di circa 26° con l'asse Nord, similmente all'edificio I3P.

Nella Figura 4.1 è raffigurata l'area della Cittadella interessata dal progetto PVZEN con evidenza della posizione del modulo e dell'edifico I3P.

***Figura 4.1:*** *Area interessata dal progetto PVZEN ottenuta con Google Earth.*

### 4.3.2 Dimensioni e destinazione d'uso degli ambienti

Il progetto prevede la costruzione di un modulo prefabbricato dalla pianta rettangolare. L'area complessivamente impegnata dall'opera sarà di 196,37 $m^2$ (11,25 m $\times$ 17,455 m), di cui 120 $m^2$ verranno occupati dall'edificio, il quale sarà suddiviso in quattro ambienti distinti, come illustrato nella Figura 4.2. Il resto della superficie consisterà nella zona all'aperto necessaria per l'accesso all'edificio.
La copertura sarà inclinata di 13,4° sul lato rivolto a Sud-Est e di 15° sul lato rivolto a Nord-Ovest. La copertura a Nord-Ovest sporgerà oltre l'edificio formando una tettoia sugli ingressi (vedi Figura 4.3). L'altezza interna è tale da garantire poco meno di 3 m anche nei punti più bassi dell'edificio.

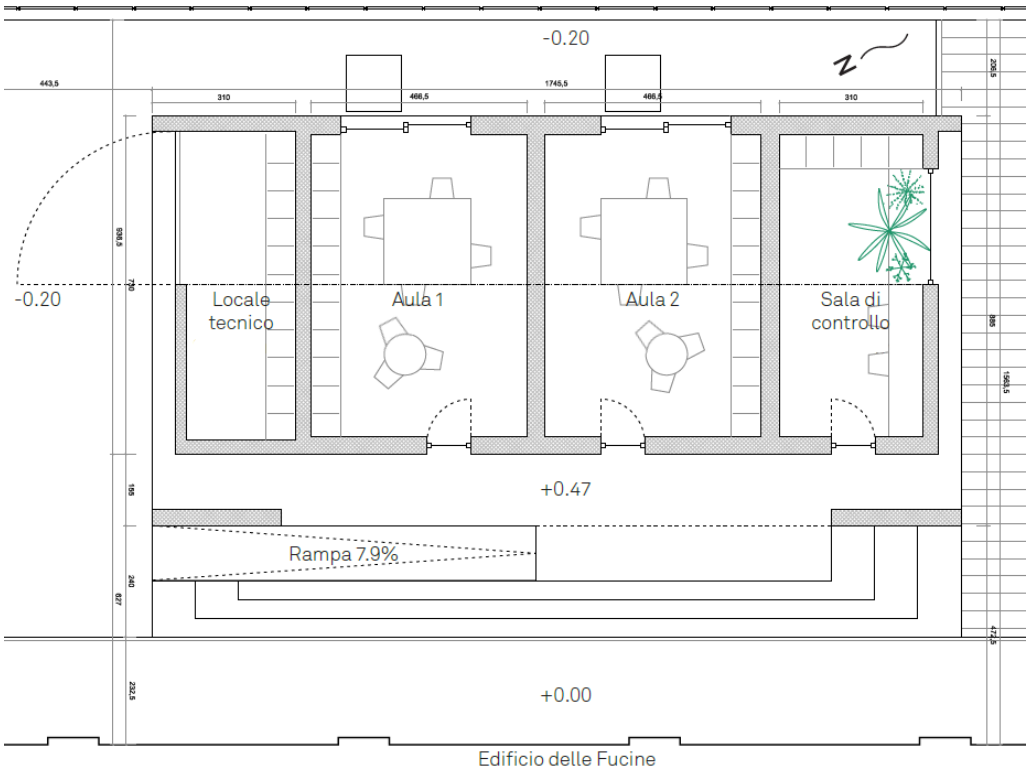



***Figura 4.2:*** *Planimetria del modulo PVZEN [68].*

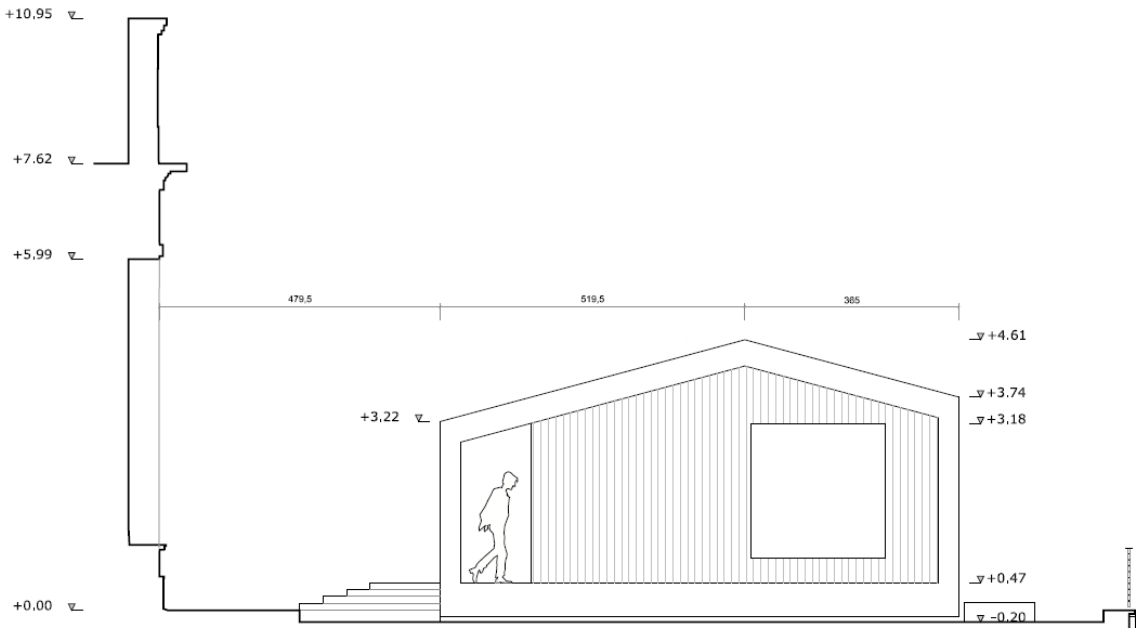



***Figura 4.3:*** *Vista laterale da Sud-Ovest del modulo PVZEN [68].*

Gli ambienti del modulo avranno funzioni e dimensioni diverse:

- la sala controllo prevede la presenza di tre persone, ognuna delle quali avrà la propria postazione dotata di computer per il monitoraggio degli impianti fotovoltaici e delle prestazioni energetiche dell'intero modulo PVZEN. Essa avrà una superficie utile di 20,3 $m^2$;
- le aule studio, poste al centro del modulo, ospiteranno fino a un massimo di dieci studenti ciascuna; sono previste postazioni dotate di computer e lampada da tavolo e la presenza di un proiettore. Ogni aula studio avrà una superficie utile di 30,4 $m^2$;
- il locale tecnico, sede degli inverter e dei sistemi di accumulo, è posto nel punto dell'edificio più sfavorevole nella stagione invernale in quanto non è prevista alcuna occupazione regolare di tale ambiente. Esso avrà una superficie utile di 15,7 $m^2$.

Le superfici utili sopra riportate coincidono con i valori del progetto architettonico, ma in sede di simulazione sono state utilizzate aree leggermente diverse per semplificare la rappresentazione su *SketchUp*. Infatti, dovendo utilizzare le dimensioni interne dell'edificio per la simulazione termo-energetica, dovendo tener conto dello spessore delle pareti divisorie e poiché le pareti esterne di ogni ambiente sono caratterizzate da spessori diversi, si è ritenuto opportuno apporre qualche modifica. Le superfici utili adoperate nella simulazione saranno esposte nella sezione 5.1.
L'ingresso alle aule studio e alla sala controllo sarà consentito da tre porte-finestre poste sul lato Nord-Ovest, di fronte all'edificio I3P (Edificio delle Fucine nella Figura 4.2). Esse saranno raggiungibili tramite una rampa d'accesso per disabili e una scalinata che conducono sotto la tettoia che le ospita. Per accedere al locale tecnico, invece, si utilizzerà una porta rivolta a Nord-Est.

### 4.3.3 Ostacoli e ombreggiamento

Come è possibile osservare nella Figura 4.3, l'edificio I3P rappresenterà un ostacolo per la radiazione solare pomeridiana. Esso comporterà un minore apporto solare sull'edificio PVZEN e una minore produzione fotovoltaica da parte dei pannelli rivolti a Nord-Ovest. È stato, quindi, necessario rappresentare la facciata dell'edificio I3P rivolta verso il modulo abitativo per tener conto del suo effetto ombreggiante.
Anche la tettoia rivolta verso Nord-Ovest (vedi Figura 4.3) e le sporgenze laterali

della copertura dell'edificio stesso sono state rappresentate per poter essere considerate nel calcolo dell'ombreggiamento.
I dettagli relativi alla rappresentazione degli ostacoli che comportano l'ombreggiamento del modulo abitativo saranno analizzati nel sezione 5.4.

# Capitolo 5

# Modello dell'edificio PVZEN

All'interno di questo capitolo saranno illustrate tutte le informazioni che è stato necessario reperire per poter rappresentare l'edificio PVZEN su *SketchUp* e simulare le sue performance energetiche con *EnergyPlus*.
In alcuni casi si tratta di informazioni esposte all'interno del progetto del Master [68][69], alcune delle quali sono state già presentate nel Capitolo 4, altre sono frutto di ipotesi elaborate sulla base di quanto riportato nelle tesi precedenti [70][71] o nelle normative.

## 5.1 Modello geometrico e zone termiche

Il disegno in 3D dell'edificio, completo di serramenti, porta, ostacoli ombreggianti e pannelli fotovoltaici, è stato realizzato tramite il software *SketchUp* per poi essere convertito in un file in formato IDF compatibile con *EnergyPlus*. In alternativa sarebbe stato possibile realizzare il modello interamente su quest'ultimo programma, ma la sua interfaccia poco *user-friendly* avrebbe reso la modellazione più complessa. Tuttavia, le informazioni tabulari visualizzabili leggendo il file IDF su *EnergyPlus* sono state utili per verificare la correttezza del modello grafico.
Ai fini del calcolo dei carichi termici, il modulo è stato disegnato in modo tale che il suo volume fosse prossimo al volume interno reale. Poiché la rappresentazione delle pareti è in 2D (non si può tener conto in questa fase del loro spessore), ciò è stato possibile disegnando l'edificio al netto dello spessore delle pareti esterne, mentre le pareti divisorie tra gli ambienti sono state disegnate in corrispondenza della linea di mezzeria delle stesse.
Come evidenziato nella Figura 5.1 con colori diversi, il modulo si compone di quattro

zone termiche distinte, rappresentanti i quattro ambienti dell'edificio, tra le quali è possibile lo scambio termico attraverso le pareti interne. La scelta di dividere l'edificio in quattro zone termiche è dovuta alla volontà di analizzare i singoli profili di carico termico: infatti, essendo adibite ad usi diversi, le zone hanno esigenze distinte anche dal punto di vista termico.
È doveroso specificare che lunghezza del modulo di 6,55 m in direzione parallela all'asse $x$ (in rosso nella Figura 5.1) è frutto di una media tra le lunghezze interne delle quattro zone lungo questa direzione. Esse, infatti, sono leggermente diverse tra loro perché ogni parete esterna ha una stratigrafia caratterizzata da materiali e spessori differenti. Questo accorgimento è stato necessario per semplificare la rappresentazione.

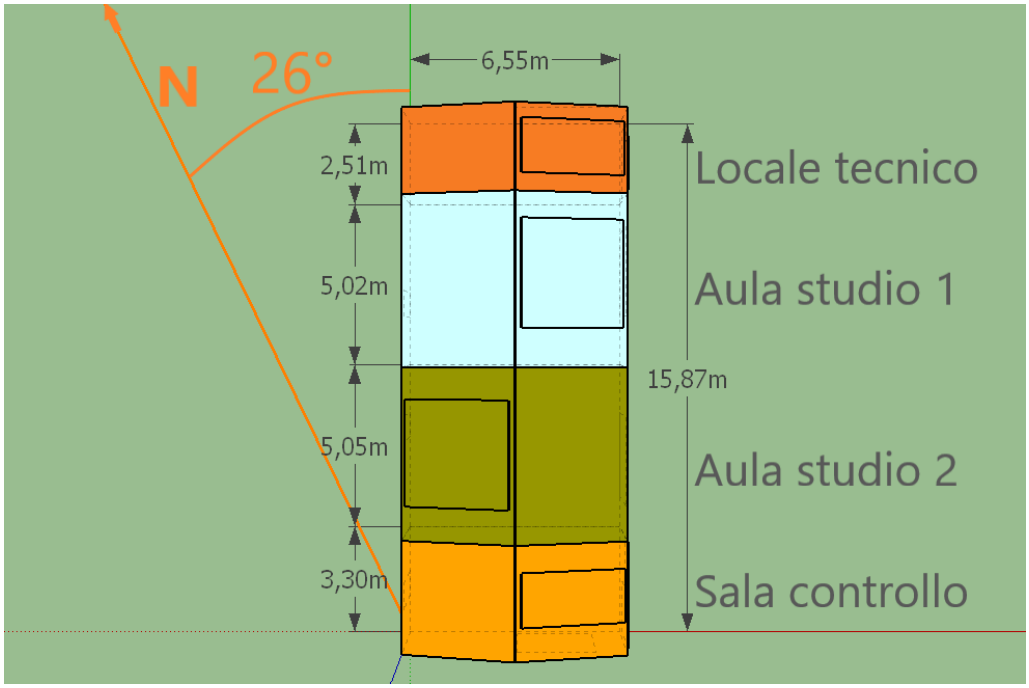



***Figura 5.1:*** *Vista dall'alto del modello 3D con evidenza dell'orientamento, delle dimensioni della planimetria e delle quattro zone termiche.*

Nella Figura 5.2 è raffigurata la facciata laterale quotata vista da Sud-Ovest. È possibile verificare che l'inclinazione della copertura rivolta a Nord-Ovest è pari a 15°, mentre quella rivolta a Sud-Est è di 13,4°. Determinare l'inclinazione del tetto è importante perché parte dei pannelli fotovoltaici saranno posti sulla copertura e avranno un angolo di inclinazione pari a quello delle superfici ospitanti.

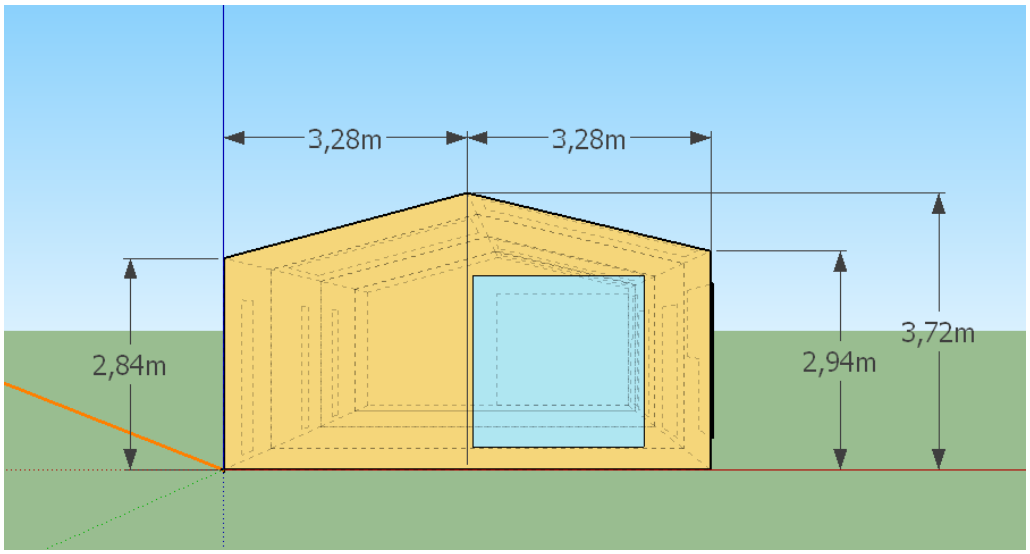



***Figura 5.2:*** *Vista laterale da Sud-Ovest con quotature del modello 3D.*

Nella Tabella 5.1 sono riportate le superfici utili e i volumi delle quattro zone termiche. I valori di superficie risultano maggiori rispetto a quelli del progetto architettonico del Master, di cui alla sottosezione 4.3.2, perché in quelli della modellazione su *SketchUp* sono inclusi gli spessori delle pareti divisorie.

***Tabella 5.1:*** *Superfici utili e volumi delle quattro zone termiche nel modello.*

| **Zona termica** | **Superficie utile [m$^2$]** | **Volume [m$^3$]** |
|---|---|---|
| Locale tecnico | 16,44 | 54,34 |
| Aula studio 1 | 32,85 | 108,56 |
| Aula studio 2 | 33,07 | 109,29 |
| Sala controllo | 21,61 | 71,40 |

## 5.2 Stratigrafia

La scelta dell'involucro edilizio è stata effettuata in sede di progettazione all'interno del Master [69]. Come evidenziato dal nome "Architettura delle Costruzioni in legno", il materiale principale che costituirà il modulo abitativo PVZEN non potrà che essere il legno. Questo materiale eco-sostenibile sarà impiegato nella struttura portante e garantirà un ottimo isolamento termico dell'edificio. Inoltre, rendendo possibile la prefabbricazione degli elementi costruttivi, consentirà una rapida costruzione del fabbricato.

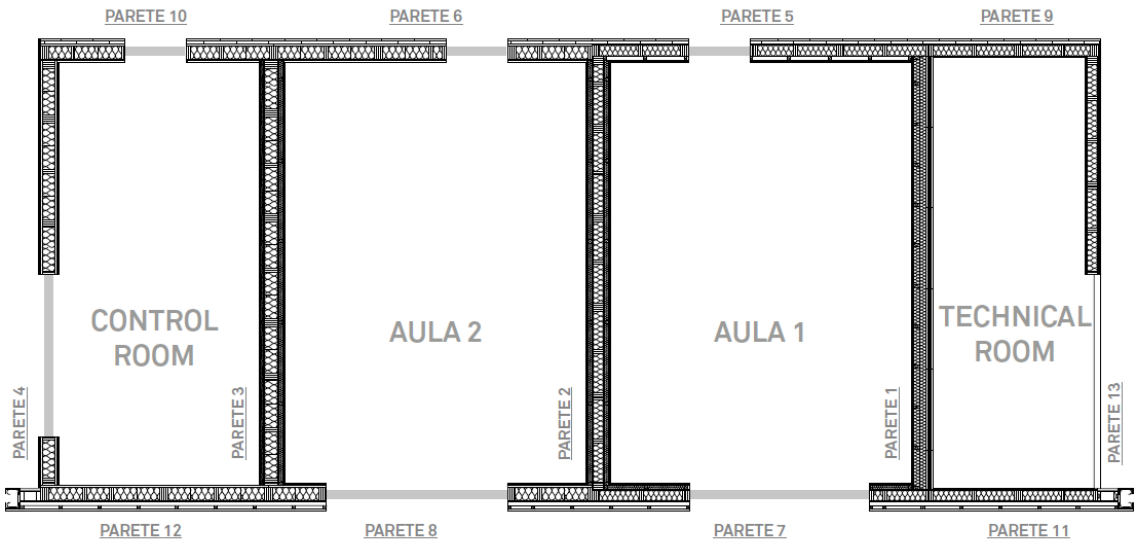



***Figura 5.3:*** *Stratigrafia delle pareti [69].*

Nella Figura 5.3 è illustrato il modulo PVZEN con evidenza delle tredici pareti che lo racchiudono e che lo suddividono in quattro ambienti non comunicanti internamente. Poiché il progetto nasce nella prospettiva di sperimentare soluzioni innovative, le pareti sono differenti tra loro per stratigrafia (a eccezione della 6 e della 10).
Le strutture portanti, essenzialmente di due tipologie, sono costituite da uno strato di isolante (in fibra di legno o paglia di riso) racchiuso tra due tavolati in legno. Le rifiniture interne sono in parte tradizionali (fibrogesso e intonaco) e in parte innovative (lolla di riso e calce naturale). Le rifiniture esterne delle pareti esposte a Nord-Ovest sono in sughero, quelle esposte a Sud-Est in legno rivestito da lamiera metallica e quelle laterali presentano delle doghe in legno a vista.
Anche la copertura del modulo non è caratterizzata da un'unica stratigrafia: per la sala controllo e l'aula studio 2 è stata selezionata la paglia di riso come isolante, mentre per gli altri due locali è stata impiegata la fibra di legno. Il tetto presenta un'intercapedine ventilata tra lo strato di isolante sul lato interno e il tavolato grezzo sul quale poggia la copertura in lamiera sul lato esterno. Internamente l'isolante è protetto da tavolati in X-LAM.
Infine, il pavimento, uguale in tutte e quattro le zone, presenta uno strato di isolante in fibra di legno posto tra due tavolati in legno e nella parte più esterna (verso il suolo) è protetto da uno strato di sughero. La superficie calpestabile è costituita da un pavimento flottante in legno laminato.

Si è ritenuto opportuno non entrare ulteriormente nel dettaglio delle quindici stratigrafie costruite in *EnergyPlus*, ma di riportare solo i dati di spessore, estensione superficiale e trasmittanza in forma tabellare di tutte le pareti disperdenti (Tabella 5.2) e divisorie (Tabella 5.3).

***Tabella 5.2:*** *Spessori (s), aree opache ($A_{op}$) e trasmittanze ($U_{op}$) delle superfici disperdenti.*

| **Zona termica** | **Tipologia superficie** | **Esposizione** | $s$ **[cm]** | $A_{op}$ **[m²]** | $U_{op}$ **[W/(m²·K)]** |
|---|---|---|---|---|---|
| Locale tecnico | Parete | Nord-Est | 24,7 | 12,41 | 0,196 |
| Locale tecnico | Parete | Nord-Ovest | 29,9 | 7,13 | 0,144 |
| Locale tecnico | Parete | Sud-Est | 34,9 | 7,38 | 0,152 |
| Locale tecnico | Pavimento | - | 62,9 | 16,44 | 0,159 |
| Locale tecnico | Copertura | Nord-Ovest | 34,1 | 8,51 | 0,157 |
| Locale tecnico | Copertura | Sud-Est | 34,1 | 8,45 | 0,157 |
| Aula studio 1 | Parete | Nord-Ovest | 36,6 | 11,97 | 0,140 |
| Aula studio 1 | Parete | Sud-Est | 42,1 | 8,02 | 0,141 |
| Aula studio 1 | Pavimento | - | 62,9 | 32,85 | 0,159 |
| Aula studio 1 | Copertura | Nord-Ovest | 34,1 | 17,01 | 0,157 |
| Aula studio 1 | Copertura | Sud-Est | 34,1 | 16,89 | 0,157 |
| Aula studio 2 | Parete | Nord-Ovest | 37,0 | 12,07 | 0,132 |
| Aula studio 2 | Parete | Sud-Est | 42,1 | 8,12 | 0,138 |
| Aula studio 2 | Pavimento | - | 62,9 | 33,07 | 0,159 |
| Aula studio 2 | Copertura | Nord-Ovest | 34,1 | 17,12 | 0,170 |
| Aula studio 2 | Copertura | Sud-Est | 34,1 | 17,00 | 0,170 |
| Sala controllo | Parete | Nord-Ovest | 37,0 | 7,09 | 0,132 |
| Sala controllo | Parete | Sud-Ovest | 31,9 | 15,39 | 0,173 |
| Sala controllo | Parete | Sud-Est | 40,8 | 9,69 | 0,141 |
| Sala controllo | Pavimento | - | 62,9 | 21,61 | 0,159 |
| Sala controllo | Copertura | Nord-Ovest | 34,1 | 11,18 | 0,170 |
| Sala controllo | Copertura | Sud-Est | 34,1 | 11,11 | 0,170 |

***Tabella 5.3:*** *Spessori (s), aree opache ($A_{op}$) e trasmittanze ($U_{op}$) delle pareti divisorie.*

| **Zona termiche** | $s$ **[cm]** | $A_{op}$ **[m²]** | $U_{op}$ **[W/(m²·K)]** |
|---|---|---|---|
| Locale tecnico - Aula studio 1 | 33,0 | 21,64 | 0,157 |
| Aula studio 1 - Aula studio 2 | 37,1 | 21,64 | 0,122 |
| Aula studio 2 - Sala controllo | 39,8 | 21,64 | 0,122 |

Noti gli spessori delle pareti esterne e interne, è stato possibile valutare la superficie calpestabile, la superficie disperdente ($S$), il volume lordo climatizzato ($V$) e il rapporto tra queste ultime due grandezze ($S/V$) (Tabella 5.4).

***Tabella 5.4:*** *Superficie calpestabile, superficie disperdente, volume lordo climatizzato e il rapporto $S/V$.*

| **Superficie calpestabile [m$^2$]** | **Superficie disperdente [m$^2$]** | **Volume lordo climatizzato [m$^3$]** | $S/V$ |
|---|---|---|---|
| 96,8 | 426,6 | 501,0 | 0,85 |

## 5.3 Serramenti e porta

L'edificio PVZEN presenta tre porte-finestre rivolte a Nord-Ovest per permettere l'accesso alla sala controllo e alle aule studio, una finestra esposta a Sud-Ovest nella sala controllo e un'ampia finestra scorrevole rivolta a Sud-Est in ogni aula studio (vedi Figura 5.3). Si tratta di serramenti dotati di triplo vetro con argon nelle intercapedini, caratterizzati da valori di trasmissione luminosa del 74% e un fattore solare tra 50% e 70%. Infine, una porta esposta a Nord-Est garantisce l'accesso al locale tecnico.
Le caratteristiche principali delle finestre e della porta sono riassunte rispettivamente nella Tabella 5.5 e 5.6.

***Tabella 5.5:*** *Valori di trasmittanza ($U_w$) e superficie ($A_w$) dei serramenti.*

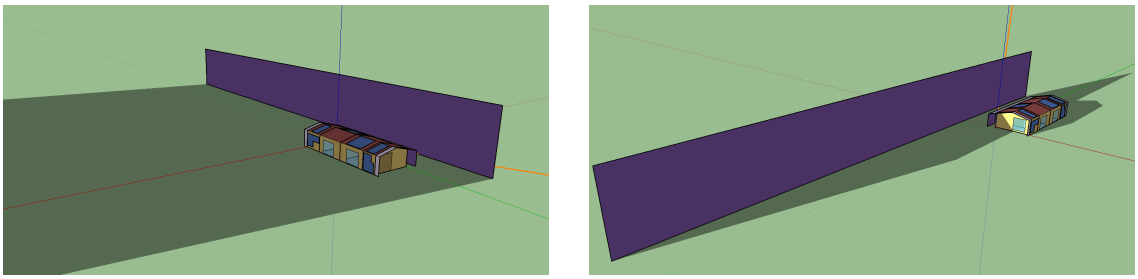
| **Zona termica** | **Tipologia** | **Esposizione** | $A_w$ **[m$^2$]** | **Frazione telaio** | $U_w$ **[W/(m$^2$·K)]** |
|---|---|---|---|---|---|
| Aula studio 1 | Porta-finestra | Nord-Ovest | 2,28 | 25% | 0,531 |
| Aula studio 1 | Finestra | Sud-Est | 6,72 | 14% | 0,516 |
| Aula studio 2 | Porta-finestra | Nord-Ovest | 2,28 | 25% | 0,531 |
| Aula studio 2 | Finestra | Sud-Est | 6,72 | 14% | 0,516 |
| Sala controllo | Porta-finestra | Nord-Ovest | 2,28 | 25% | 0,531 |
| Sala controllo | Finestra | Sud-Ovest | 6,25 | 15% | 0,652 |

***Tabella 5.6:*** *Estensione superficiale ($A_d$) e trasmittanza ($U_d$) della porta.*

| **Zona termica** | **Esposizione** | $A_d$ **[m$^2$]** | $U_d$ **[W/(m$^2$·K)]** |
|---|---|---|---|
| Locale tecnico | Nord-Est | 9,23 | 1,14 |

## 5.4 Ombreggiamento

Come anticipato nella sottosezione 4.3.3, gli ostacoli che provocano l'ombreggiamento dell'edificio sono due: uno è costituito dalle sporgenze della copertura dell'edificio PVZEN stesso, l'altro coincide con la parete dell'edificio I3P esposta a Sud-Est.
Le sporgenze del tetto interessano la copertura rivolta a Nord-Ovest e i prolungamenti laterali in corrispondenza del locale tecnico e della sala controllo.
Tuttavia, l'ombreggiamento più significativo è quello causato dall'edificio I3P. La parete di tale struttura, alta 10,95 m e lunga 132,75 m, dista 4,725 m dalla proiezione al suolo della tettoia rivolta a Nord-Ovest (vedi Figura 4.2). Ai fini della simulazione è stato sufficiente rappresentare 92,75 m di lunghezza. Ciò è stato valutato a livello qualitativo attraverso *SketchUp*, il quale permette di visualizzare le ombre prodotte da ogni superficie rappresentata in qualsiasi istante dell'anno, come illustrato nella Figura 5.4. Inoltre, è stato verificato attraverso l'utilizzo della carta solare: infatti, data la forma regolare dell'ostacolo, è stato possibile appurare che la porzione di parete dell'edificio I3P che causa ombreggiamento è addirittura più corta di quella inclusa nel modello.



***(a)*** *21 giugno, ore 20:10 (UTC+1).* ***(b)*** *21 dicembre, ore 15:10 (UTC+1).*

***Figura 5.4:*** *Raffigurazione dell'edificio PVZEN con le ombre causate dall'edificio I3P.*

## 5.5 Generatori fotovoltaici

### 5.5.1 Selezione dei moduli

I moduli fotovoltaici selezionati sono i *SunPower X22-360*, costituiti da 96 celle in silicio monocristallino e caratterizzati da un'elevata efficienza. Nella Tabella 5.7 si riportano le specifiche tecniche del modulo in STC ($G$ = 1.000 W/m$^2$, $T_c$ = 25°C) ricavate dalla scheda tecnica e integrate con le informazioni presenti nel database del software *open source System Advisor Model* (SAM), il quale fornisce anche la curva

corrente-tensione del modello selezionato nelle condizioni standard di riferimento (Figura 5.5).

***Tabella 5.7:*** *Specifiche tecniche del modulo fotovoltaico SunPower X22-360 [72].*

| | |
|---|---|
| **Dimensioni** | 1,559 m × 1,046 m |
| **Spessore** | 0,046 m |
| **Potenza nominale** | 360 W |
| **Efficienza nominale** | 22,2% |
| **Tensione al punto di massima potenza** | 60,6 V |
| **Corrente al punto di massima potenza** | 5,94 A |
| **Tensione a circuito aperto** | 69,5 V |
| **Corrente di cortocircuito** | 6,48 A |
| **Coefficiente di temperatura della tensione** | -0,198 V/°C |
| **Coefficiente di temperatura della corrente** | 0,002 A/°C |
| $NOCT$ **(**$G$ **= 800 W/m$^2$,** $T$ **= 20 °C)** | 46,8 °C |

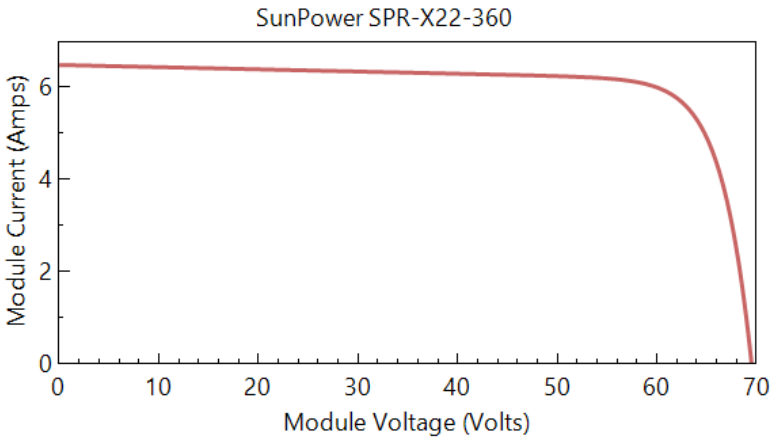



***Figura 5.5:*** *Curva I-V in STC del modulo SunPower X22-360 estrapolata dal database del software SAM.*

### 5.5.2 Modellazione in *EnergyPlus*

La produzione di energia dai moduli fotovoltaici è stata calcolata fornendo a *EnergyPlus* i dati per costruire il modello equivalente a singolo diodo (Figura 5.6) della cella solare.

Tale modello sfrutta l'approssimazione secondo la quale il comportamento ai morsetti esterni della cella è paragonabile a un generatore ideale di corrente, proporzionale all'irradianza, collegato in anti-parallelo a un diodo. Per rendere più realistica la

rappresentazione, si inseriscono nel circuito due resistenze (una in parallelo, $R_{sh}$, e l'altra in serie, $R_s$) [73].

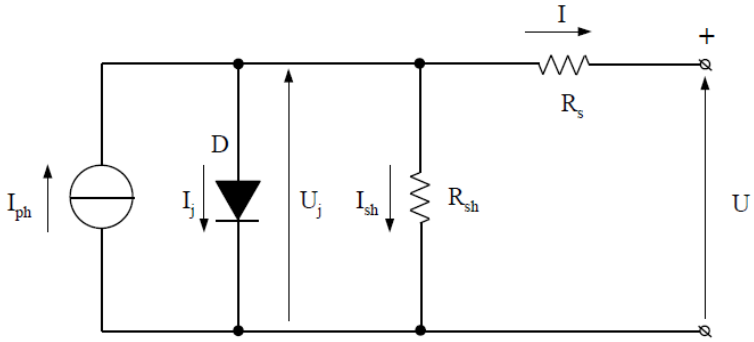



***Figura 5.6:*** *Circuito equivalente a singolo diodo [73].*

Le equazioni che regolano il circuito sono le seguenti:

$$I_{ph} = k_{mat} \cdot G \cdot A \tag{5.1}$$

$$I_j = I_0 \cdot (e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1) \tag{5.2}$$

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \tag{5.3}$$

$$U = U_j - R_s \cdot I \tag{5.4}$$

dove:

- $I$ è la corrente in uscita dal circuito;
- $U$ è la tensione ai morsetti esterni del circuito;
- $I_{ph}$ è la corrente fotovoltaica;
- $k_{mat}$ è una caratteristica propria del materiale di cui è costituita la cella;
- $G$ è l'irradianza;
- $A$ è la superficie della cella;
- $I_0$ è la corrente di saturazione;
- $q$ è la carica elettrica dell'elettrone;
- $m$ è il fattore di qualità della giunzione;
- $k$ è la costante di Bolztmann;
- $T$ è la temperatura della cella;

- $R_{sh}$ simula le correnti di dispersione;
- $R_s$ simula le perdite dovute alla presenza di *fingers* e *busbars*.

Il circuito equivalente a singolo diodo è noto anche come modello a cinque parametri in quanto è sufficiente conoscere $I_{ph}$, $R_{sh}$, $R_s$, $m$ e $I_0$ per poter calcolare la corrente $I$ e la tensione $U$ ai morsetti del circuito. [73]
*EnergyPlus* richiede esplicitamente le informazioni di cui ha bisogno per poter ricavare i cinque parametri del modello (vedi Figura 5.7).

| Field | Units | Obj1 |
|---|---|---|
| Name | | Modulo FV |
| Cell type | | CrystallineSilicon |
| Number of Cells in Series | dimensionless | 96 |
| Active Area | m2 | |
| Transmittance Absorptance Product | dimensionless | |
| Semiconductor Bandgap | eV | 1,12 |
| Shunt Resistance | ohms | 1000000 |
| Short Circuit Current | A | 6,48 |
| Open Circuit Voltage | V | 69,5 |
| Reference Temperature | C | 25 |
| Reference Insolation | W/m2 | 1000 |
| Module Current at Maximum Power | A | 5,94 |
| Module Voltage at Maximum Power | V | 60,6 |
| Temperature Coefficient of Short Circuit Current | A/K | 0,002 |
| Temperature Coefficient of Open Circuit Voltage | V/K | -0,198 |
| Nominal Operating Cell Temperature Test Ambient Tem | C | 20 |
| Nominal Operating Cell Temperature Test Cell Temperal | C | 46,8 |
| Nominal Operating Cell Temperature Test Insolation | W/m2 | 800 |
| Module Heat Loss Coefficient | W/m2-K | |
| Total Heat Capacity | J/m2-K | |

***Figura 5.7:*** *Definizione del circuito equivalente a singolo diodo in EnergyPlus.*

Per gli inverter, che verranno collocati nel locale tecnico, è stata assunta un'efficienza del 97,6%. Essi sono stati modellati nel modo più semplice consentito da *EnergyPlus*, cioè assumendo che la loro efficienza di conversione sia costante. La modellazione dell'inverter nella simulazione permette di ottenere direttamente negli output il valore di energia prodotta lato AC.

### 5.5.3 Posizionamento dei moduli

Sulla base dei lavori di tesi precedenti, si ipotizza l'installazione di 24 moduli fotovoltaici per una potenza totale installata di 8,64 kW. Elaborando i risultati ottenuti dalla simulazione, sarà possibile stabilire se tale potenza è sufficiente per soddisfare il carico elettrico del modulo PVZEN riprogettato o se bisognerà apportare delle modifiche.

I moduli sono suddivisi in quattro stringhe distribuite equamente sulle superfici esterne dei quattro ambienti:

- tre dei sei moduli del locale tecnico (1,08 kW) sono collocati sulla copertura inclinata di 13,4° esposta a Sud-Est (azimut di -64° rispetto al Sud, con Ovest corrispondente a 90°), mentre i restanti tre sulla parete verticale esposta a Sud-Est (stesso azimut della copertura, inclinazione pari a 90°);
- i sei moduli (2,16 kW) della aula studio 1 sono tutti posizionati sulla copertura esposta a Sud-Est (azimut di -64°, tilt di 13,4°);
- i sei moduli della aula studio 2 sono installati sulla copertura esposta a Nord-Ovest caratterizzata da un'inclinazione di 15° (azimut di 116°);
- i moduli della sala controllo sono disposti allo stesso modo di quelli del locale tecnico (azimut di -64° e tilt pari a 13,4° e a 90° rispettivamente per i moduli sulla copertura e sulla parete).

Nella Figura 5.8 è illustrata la posizione dei pannelli fotovoltaici appena descritta.

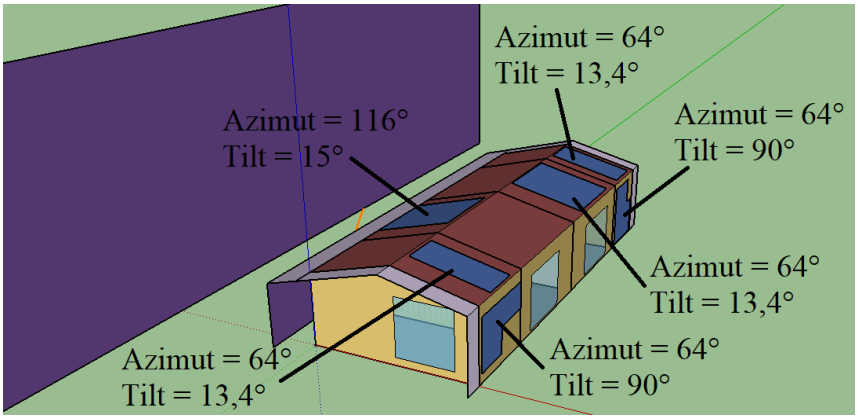



***Figura 5.8:*** *Localizzazione dei moduli fotovoltaici con evidenza del loro orientamento e della loro inclinazione.*

La posizione dei moduli è tale da garantire una diversificazione della produzione fotovoltaica: infatti, se l'obiettivo fosse stato quello di massimizzare l'energia prodotta, tutti i moduli sarebbero stati posizionati sulla superficie con l'orientamento più favorevole (il più possibile verso Sud) fino al suo esaurimento e, successivamente, sulle altre superfici a disposizione. La diversificazione non è ottenuta solo sfruttando tre orientamenti diversi per i vari pannelli, ma anche aggregando la produzione della sala controllo e del locale tecnico per analizzare un totale di tre unità di produzione

e consumo nelle considerazioni sulla condivisione di energia di cui al Capitolo 8. Nelle Figure 5.9 e 5.10 sono riportate le curve di irradianza specifica rispettivamente di una tipica giornata estiva e invernale soleggiate per tutte e sei le superfici ospitanti i pannelli. Ovviamente, essendoci coperture e pareti caratterizzate dalla stessa inclinazione ed esposizione, alcune curve si sovrapporranno.

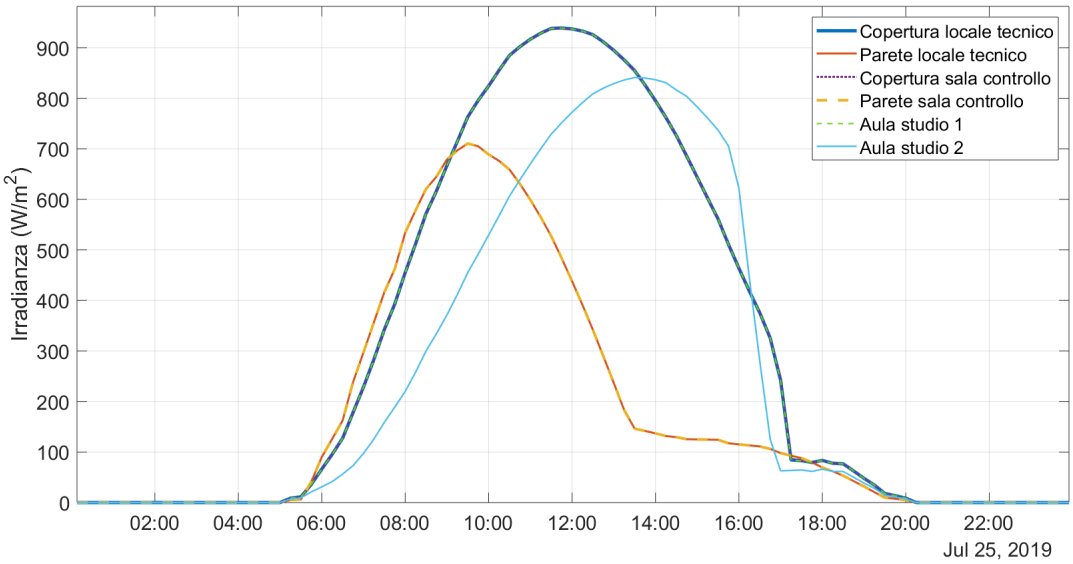



***Figura 5.9:*** *Irradianza specifica sulla superficie dei moduli fotovoltaici il 25 luglio.*

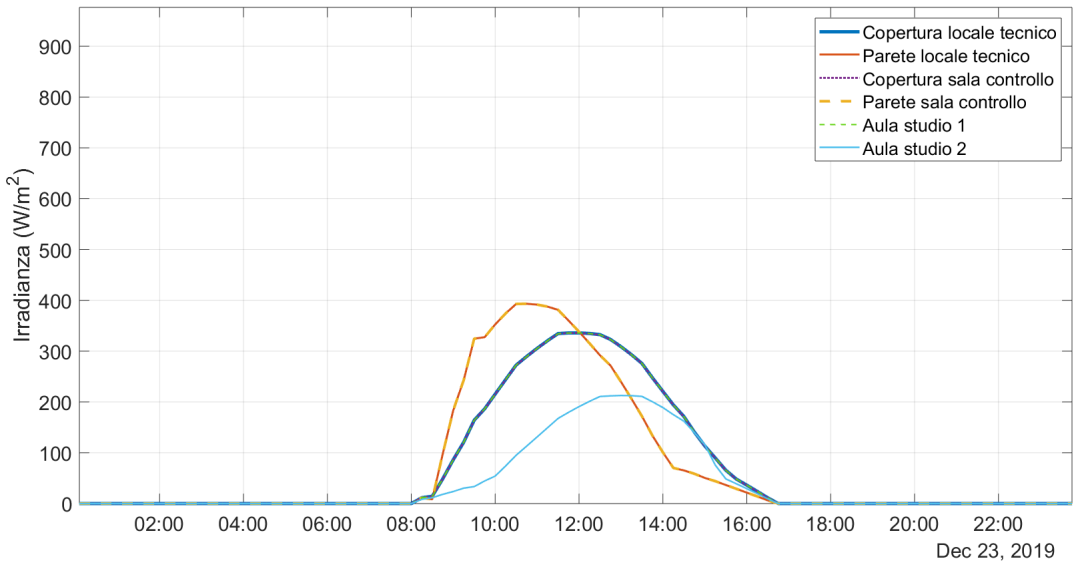



***Figura 5.10:*** *Irradianza specifica sulla superficie dei moduli fotovoltaici il 23 dicembre.*

I pannelli posti sulla copertura rivolta a Sud-Est (copertura locale tecnico, copertura sala controllo e aula studio 1) sono quelli che ricevono maggiore energia solare nel corso dell'anno (superiore ai 1.300 kWh/m$^2$). Nelle giornate estive soleggiate il picco supera i 900 W/m$^2$ e si ha una riduzione di produzione nel tardo pomeriggio dovuta all'ombreggiamento. In inverno, invece, il picco scende intorno ai 350 W/m$^2$ e l'effetto dell'ombreggiamento è quasi nullo.
Seguono per valore di irraggiamento specifico annuo i pannelli dell'aula studio 2 rivolti a Nord-Ovest (circa 1.000 kWh/m$^2$ all'anno). La curva estiva raggiunge un picco di quasi 850 W/m$^2$, tuttavia in inverno questa risulta essere la posizione più sfavorevole raggiungendo solo 200 W/m$^2$ di picco.
Infine, con circa 850 kWh/m$^2$ di irraggiamento annuo, i moduli posti sulla parete verticale esposta a Sud-Est sono quelli che annualmente producono meno per unità di superficie irradiata. Questo perché nella stagione estiva la loro producibilità è affetta negativamente dall'elevata altezza solare nelle ore centrali della giornata e dal mancato irraggiamento diretto durante il pomeriggio per via dell'esposizione a Est. Il picco estivo, raggiunto prima di mezzogiorno, si attesta attorno ai 700 W/m$^2$. Il picco invernale, raggiunto sempre durante la mattinata, è di circa 400 W/m$^2$ ed è il più elevato per via dell'angolo di tilt di 90° capace di sfruttare le basse altezze solari invernali.
Un'analisi dettagliata della produzione fotovoltaica sarà oggetto di discussione della sezione 7.2.

## 5.6 Carichi termici ed elettrici

Per poter effettuare la simulazione termo-energetica dell'edificio PVZEN è stato necessario inserire nel modello costruito su *EnergyPlus* quelli che si ipotizzano essere i carichi termici ed elettrici una volta che il fabbricato sarà a disposizione degli studenti e dello staff del Politecnico.
I carichi termici devono essere determinati al fine del calcolo del fabbisogno termico dell'edificio che, a sua volta, sarà utilizzato per stimare il carico elettrico legato all'azionamento delle pompe di calore. La quota dovuta alla trasmissione di calore attraverso l'involucro edilizio e gli apporti solari possono essere determinati, se integrati con le informazioni climatiche del luogo, con i dati riportati nei paragrafi precedenti relativi alla stratigrafia delle pareti, alle finestre, alla porta, alla localizzazione del modulo e agli ombreggiamenti. Devono, quindi, essere specificati gli

apporti interni e le assunzioni riguardanti la ventilazione e le infiltrazioni.
I carichi elettrici sono dovuti alle apparecchiature presenti nella sala controllo e nelle due aule studio, al sistema di ventilazione e, come già anticipato, alle pompe di calore. La dissipazione di energia nei vari dispositivi elettronici, inoltre, fa sì che essi siano anche dei carichi di natura termica per la zona ospitante.

Per le simulazioni sono state fatte delle ipotesi relative all'apertura dell'edificio, fondamentali per settare la *schedule* di ogni carico. Si sono ipotizzati i seguenti periodi di chiusura per l'anno 2019 (scelto per la simulazione):

- tutti i sabati e le domeniche;
- le vacanze pasquali dal 18 al 25 aprile;
- le vacanze estive per tutto il mese di agosto;
- le vacanze natalizie dal 24 dicembre al 7 gennaio.

Nei giorni di apertura, l'edificio è accessibile a studenti e staff dalle 8:30 alle 19:00.

### 5.6.1 Occupazione

È stato ipotizzato che la sala controllo sia occupata da 3 persone per tutto l'orario di apertura dell'edificio, mentre le aule studio presentano una *schedule* occupazionale che ricalca la situazione solitamente riscontrata in locali di questo genere. In particolare, è stato assunto per ogni aula studio che:

- dalle 8:30 alle 10:00 siano presenti 5 persone;
- dalle 10:00 alle 12:30 siano presenti 10 persone (capienza massima);
- dalle 12:30 alle 14:00 ci siano 3 persone;
- dalle 14:00 alle 19:00 ci siano 10 persone.

Per il locale tecnico non è stata prevista alcuna occupazione stabile: essendo la sede degli inverter e degli accumuli, si avrà accesso in caso di manutenzione o di guasti.

Stabilire una *schedule* di occupazione serve a definire quanti dispositivi elettronici individuali funzionano in un determinato istante e l'apporto termico dovuto alla

presenza delle persone e alle apparecchiature.
Per quanto concerne il calore emesso dagli occupanti, è stato ipotizzata una potenza di 126 W/pers, tipica per attività d'ufficio sedentaria secondo il documento *Input Output Reference - EnergyPlus 8.6*, e il 30% dell'energia sensibile è emessa in forma radiativa nell'ambiente.

### 5.6.2 Dispositivi elettronici

La sala controllo e ogni aula studio contengono rispettivamente 3 e 10 postazioni dotate di computer il cui funzionamento dipende dalla *schedule* occupazionale della zona. La potenza assorbita dai PC è stata oggetto di studio di un lavoro di tesi precedente, da cui si è ricavato un profilo secondo il quale ogni dispositivo ha un picco di assorbimento all'accensione pari a 50 W e una potenza costante di 35 W per il tempo di funzionamento restante [71]. Nella Figura 5.11 sono riportati i profili di carico associati ai computer nella sala controllo e in un'aula studio in un giorno di apertura dell'edificio PVZEN.

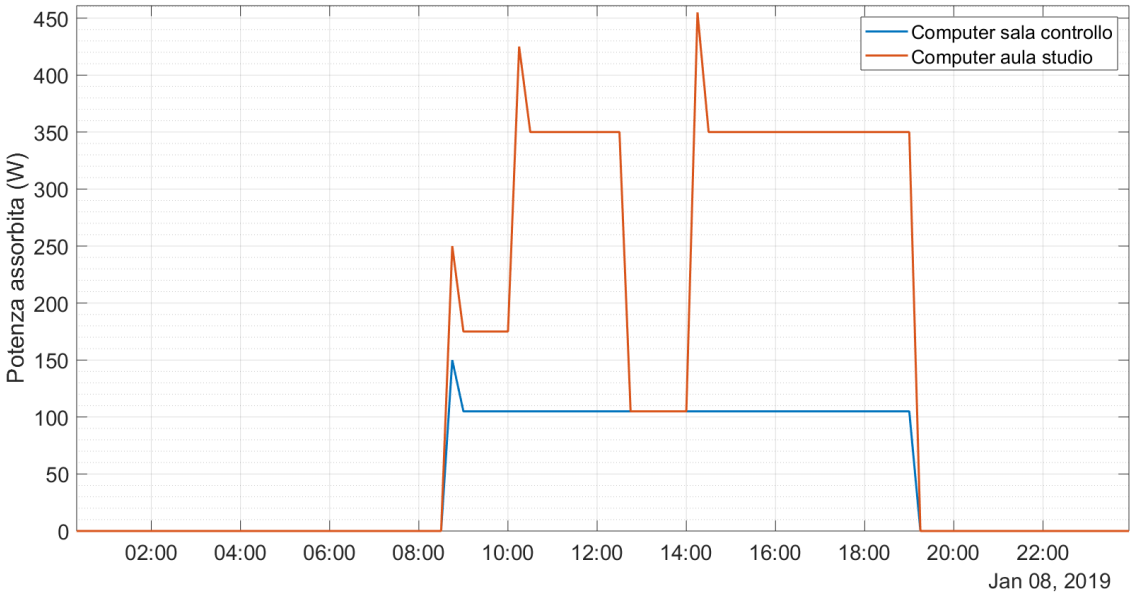



***Figura 5.11:*** *Curva delle potenze assorbite dai computer della sala controllo e di un'aula studio.*

Dalla Figura 5.11 si può notare che il picco di accensione ha una durata considerevole: questo è dovuto al *timestep* selezionato per la simulazione, pari a 15 minuti, che prolunga il tempo associato all'avvio.

Ogni aula studio è dotata di proiettore per il quale è stato ipotizzato un assorbimento di potenza di 190 W e un funzionamento di 4 ore al giorno. All'interno della simulazione i proiettori sono stati rappresentati in maniera semplificata: è stato assunto un funzionamento continuo alla potenza di 70 W costante nell'intero orario di apertura delle aule studio.

Ai fini del calcolo del carico termico dovuto ai computer e ai proiettori, è stato ipotizzato che il 50% del calore sia emesso in forma latente e il restante 50% in forma convettiva.
Come anticipato nella sottosezione 5.5.2, gli inverter hanno un'efficienza del 97,6%. Questo comporta la generazione di calore nel locale tecnico per dissipazione pari al 2,4% dell'energia da convertire. *EnergyPlus* permette di indicare l'eventuale zona termica di collocazione degli inverter al fine di tener conto della generazione di calore durante le ore di produzione fotovoltaica.

### 5.6.3 Illuminazione

Non sono stati ancora effettuati studi approfonditi inerenti alla luminosità della sala controllo e delle aule studio, soprattutto riguardo alla possibilità di sfruttare la luce naturale nelle ore diurne. Per questo motivo è stato ipotizzato un funzionamento continuo dell'illuminazione generale durante l'intero orario di apertura dell'edificio PVZEN e un funzionamento delle luci da postazione che rispecchi l'occupazione delle zone.
Si ipotizza l'installazione delle seguenti sorgenti luminose:

- una plafoniera e un faro a LED per ogni postazione (3 fari in totale) nella sala controllo;
- 2 plafoniere e un faro a LED per ogni postazione (10 fari in totale) nelle aule studio;
- 3 fari a LED nel locale tecnico.

Per le potenze elettriche delle plafoniere e dei fari si è fatto riferimento a due prodotti *Philips* disponibili in commercio. Ogni plafoniera richiede 26 W di potenza elettrica, mentre ogni faro 9 W [74][75].
Nella Figura 5.12 sono riportati i profili di carico dovuti alle plafoniere e ai fari LED in un giorno di apertura dell'edificio PVZEN.

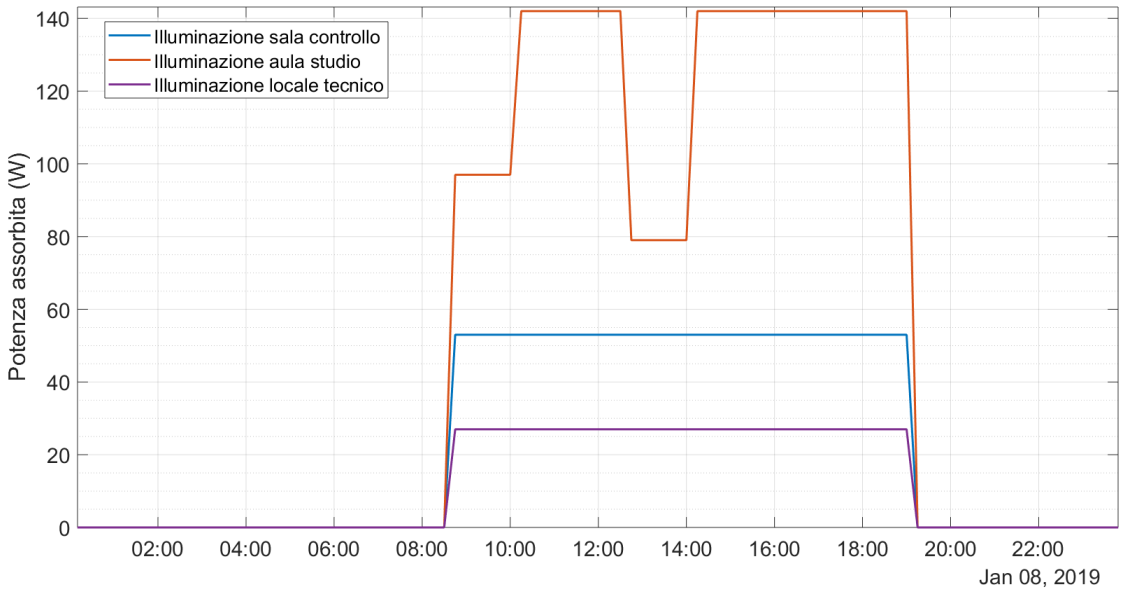



***Figura 5.12:*** *Curva di potenza assorbita dal sistema di illuminazione della sala controllo, di un'aula studio e del locale tecnico.*

L'illuminazione contribuisce al carico termico della zona o dell'aria estratta da essa. Per le plafoniere si è considerato che la frazione radiante sia 0,32, quella visibile sia 0,25 e il complemento a 1 costituisca la frazione convettiva (categoria "Pendant, Indirect, T5HO"). Per quanto concerne i fari, la frazione di calore ceduta all'aria estratta dalla zona termica è stata posta pari a 0,78, la frazione radiante pari a 0,09 e quella visibile pari a 0,13 (categoria "Downlights, Compact Fluorescent, TRT"). Tali valori sono stati estrapolati dagli esempi riportati nel documento *Input Output Reference - EnergyPlus 8.6*.

### 5.6.4 Ventilazione

La progettazione dell'impianto di ventilazione meccanica non è oggetto di questa tesi, tuttavia si è tenuto conto della necessità del ricambio d'aria e di come ciò influenzi il bilancio termico dell'edificio simulando una ventilazione di tipo naturale.
Per le zone con *schedule* occupazionale, è stato imposto un ricambio d'aria pari a 10 l/s a persona. Questo valore rientra in quelli indicati per gli edifici adibiti ad ufficio secondo la norma UNI 10339. [76]
Per il locale tecnico, invece, è stata settata una portata d'aria nelle sole ore di apertura legata al volume della zona: è stato ipotizzato accettabile un ricambio 0,3

vol/h, cioè 4,53 l/s, in quanto il locale non è occupato regolarmente da persone.

Bisogna, però, considerare che simulando una ventilazione di tipo naturale si assume che tutta l'aria in ingresso nelle zone termiche sia alle condizioni esterne e ciò impatta sensibilmente sulla stima del fabbisogno termico per il riscaldamento e il raffrescamento. Per esempio, se nella realtà si andrebbe a installare un impianto meccanico, magari con recuperatore di calore, nella stagione invernale la temperatura dell'aria in immissione sarebbe maggiore di quella esterna.

La portata d'aria per la ventilazione è stata anche utilizzata per stimare i consumi elettrici di un ipotetico impianto meccanico, in accordo con i valori relativi all'impianto di ventilazione meccanica dell'edificio di riferimento estrapolati dal D.M. del 26 giugno 2015 (Tabella 5.8). Nel caso in questione è stata ipotizzata l'installazione di un impianto a doppio flusso con recupero di calore caratterizzato da un consumo specifico di 0,5 Wh per ogni metro cubo di aria movimentata. [59]

***Tabella 5.8:*** *Fabbisogno di energia elettrica per metro cubo di aria movimentata [59].*

| **Tipologia di impianto** | **Energia elettrica [Wh/m$^3$]** |
|---|---|
| Ventilazione meccanica a semplice flusso per estrazione | 0,25 |
| Ventilazione meccanica a semplice flusso per immissione con filtrazione | 0,30 |
| Ventilazione meccanica a doppio flusso senza recupero | 0,35 |
| Ventilazione meccanica a doppio flusso con recupero | 0,50 |

### 5.6.5 Infiltrazioni

Nel modello dell'edificio si è anche tenuto conto delle infiltrazioni di aria esterna attraverso fessure o tenute non perfettamente stagne. È stata ipotizzata una portata di infiltrazione pari a 0,15 vol/h in quanto il *range* per locali adibiti ad ufficio si attesta tra 0,1 vol/h e 0,2 vol/h. Inoltre, si è impostata una *schedule* tale per cui ci siano infiltrazioni solo quando il sistema di ventilazione è spento. Infatti, ci si aspetta che quando tale sistema è in funzione, venga a mancare la differenza di pressione responsabile delle infiltrazioni tra l'ambiente esterno e l'interno dell'edificio.

Le infiltrazioni sono state inserite nel modello per il loro impatto sul bilancio energetico dell'edificio: durante l'inverno esse aumentano il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento introducendo nell'edificio aria a temperatura inferiore a quella di *set point*, mentre d'estate aumentano il fabbisogno di raffrescamento nelle ore centrali della giornata ed eventualmente lo diminuiscono nelle prime ore del mattino e alla sera.

### 5.6.6 Sistema di riscaldamento e raffrescamento

La progettazione del sistema reale di riscaldamento e raffrescamento sarà oggetto di un altro lavoro di tesi, mentre nell'ambito di quest'analisi è stato utilizzato il sistema ideale ad aria proposto da *EnergyPlus*. Esso, per stimare il fabbisogno termico, necessita solamente delle temperature di *set point* e dei periodi di funzionamento (Tabella 5.9).
Come si evince dalla Tabella 5.9, il periodo di riscaldamento va dal 15 ottobre al 15 aprile, come previsto per la zona climatica E in cui ricade Torino [77]. Non ci sono periodi di sovrapposizione tra la stagione di riscaldamento e di raffrescamento definiti ai fini della simulazione, perciò nel fabbisogno di energia per il raffrescamento estrapolato dai risultati non sono compresi eventuali desurriscaldamenti invernali.
L'accensione dei sistemi anticipa di mezz'ora l'apertura dell'edificio per assicurare il comfort di studenti e staff. Per le temperature di *set point* invernale ed estivo durante le ore di apertura al pubblico dell'edificio PVZEN si è fatto riferimento al D.P.R. n. 74 del 2013. La temperatura invernale per la sala controllo e le aule studio non deve essere inferiore a 20 °C nelle ore di utilizzo del modulo e 13 °C quando è chiuso. Per il locale tecnico si è optato per un valore più basso nelle ore di apertura (15 °C come evidenziato fra parentesi nella Tabella 5.9) perché non è previsto l'utilizzo della zona da parte di persone. Il *set point* estivo è di 26 °C nelle ore di utilizzo e 30 °C di notte e nei giorni festivi. Nel mese di agosto è stato ipotizzato di lasciare il sistema acceso per fronteggiare eventuali riscaldamenti eccessivi (temperatura superiore a 35 °C) che potrebbero arrecare danni all'apparecchiatura all'interno dell'edificio.

***Tabella 5.9:*** *Impostazioni per il funzionamento del sistema di riscaldamento e raffrescamento ideale.*

| Stagione | Periodo | Giorni | Orario | Set point |
|---|---|---|---|---|
| Riscaldamento | 01/01 - 07/01 | Lun - Dom | 00:00 - 24:00 | 13 °C |
| | 07/01 - 15/04 | Lun - Ven | 00:00 - 08:00 | 13 °C |
| | | | 08:00 - 19:00 | 20 °C (15 °C) |
| | | | 19:00 - 24:00 | 13 °C |
| | | Sab - Dom | 00:00 - 24:00 | 13 °C |
| Raffrescamento | 15/04 - 17/04 | Lun - Ven | 00:00 - 08:00 | 30 °C |
| | | | 08:00 - 19:00 | 26 °C |
| | | | 19:00 - 24:00 | 30 °C |
| | | Sab - Dom | 00:00 - 24:00 | 30 °C |
| | 17/04 - 25/04 | Lun - Dom | 00:00 - 24:00 | 30 °C |
| | 26/04 - 31/07 | Lun - Ven | 00:00 - 08:00 | 30 °C |
| | | | 08:00 - 19:00 | 26 °C |
| | | | 19:00 - 24:00 | 30 °C |
| | | Sab - Dom | 00:00 - 24:00 | 30 °C |
| | 01/08 - 31/08 | Lun - Dom | 00:00 - 24:00 | 35 °C |
| | 01/09 - 15/10 | Lun - Ven | 00:00 - 08:00 | 30 °C |
| | | | 08:00 - 19:00 | 26 °C |
| | | | 19:00 - 24:00 | 30 °C |
| | | Sab - Dom | 00:00 - 24:00 | 30 °C |
| Riscaldamento | 16/10 - 23/12 | Lun - Ven | 00:00 - 08:00 | 13 °C |
| | | | 08:00 - 19:00 | 20 °C (15 °C) |
| | | | 19:00 - 24:00 | 13 °C |
| | | Sab - Dom | 00:00 - 24:00 | 13 °C |
| | 24/12 - 31/12 | Lun - Dom | 00:00 - 24:00 | 13 °C |

Con le informazioni esposte all'interno di questo capitolo e di quello precedente, il software è in grado di calcolare il carico termico dell'edificio e, quindi, il suo fabbisogno di energia. Esso ha tutti i dati per risolvere l'equazione di bilancio energetico di ogni zona termica nelle stagioni di riscaldamento e raffrescamento: possono essere valutate le dispersioni attraverso l'involucro edilizio e quelle causate da ventilazione e infiltrazioni, possono essere quantificati gli apporti interni (calore emesso da persone, dispositivi elettronici e sistema di illuminazione) e l'apporto solare. Ovviamente, ogni contributo avrà un effetto negativo o positivo sul fabbisogno energetico a seconda della stagione.

Una volta ottenuto il fabbisogno termico, esso verrà convertito in consumo elettrico per l'azionamento della pompa di calore aria-aria, che si assume andrà a soddisfarlo.

Sono stati ipotizzati, quindi, un *Seasonal Coefficient Of Performance* (SCOP) per il funzionamento in configurazione invernale e un *Seasonal Energy Efficiency Ratio* (SEER) in configurazione estiva. Entrambi i coefficienti sono rappresentativi dell'efficienza della macchina e sono definiti come il rapporto tra la potenza utile (potenza termica per riscaldamento o raffrescamento) e la potenza elettrica richiesta in input. Sebbene i valori di efficienza siano fortemente influenzati dalle condizioni di lavoro (temperatura interna ed esterna nel caso di pompa di calore aria-aria e fattore di carico), è stato assunto un SCOP pari a 3 e un SEER pari a 3,5.

# Capitolo 6

# Modello della comunità energetica

Come anticipato nel Capitolo 4, l'interesse nei confronti del progetto PVZEN all'interno di questa tesi nasce dalla volontà del Politecnico di sperimentare con esso una piccola comunità energetica formata dalle unità che costituiranno questo nuovo edificio a energia quasi zero. Le simulazioni, così come il monitoraggio post-realizzazione, permetteranno di capire quali sono le azioni da intraprendere per raggiungere la completa indipendenza dalla rete della mini comunità.
Quest'ultima sarebbe rappresentativa di una comunità formata da utenti non domestici, ma appartenenti al settore terziario: uffici e attività commerciali concentrano i loro consumi energetici nelle ore centrali della giornata, proprio come ipotizzato per il modulo PVZEN, e li rende congeniali all'abbinamento con la produzione fotovoltaica in quanto massimizzano l'utilizzo contestuale dell'energia prodotta.

## 6.1 Caratteristiche energetiche della comunità

La comunità simulata è formata da tre unità di produzione e consumo individuate all'interno del modulo abitativo: la prima è costituita dalla sala controllo e dal locale tecnico, la seconda dall'aula studio 1 e la terza dall'aula studio 2.
Per quanto concerne la produzione, le tre unità si differenziano per il posizionamento e il numero di moduli installati. La prima unità ha un totale di 4,32 kW installati, di cui la metà sulla copertura esposta a Sud-Est (l'esposizione migliore consentita dalle superfici del modulo PVZEN) e l'altra metà montata sulla parete verticale sempre rivolta a Sud-Est, quindi ben orientata, ma che non gode di un forte irraggiamento pomeridiano. La seconda unità ha 2,16 kW installati sulla copertura esposta a Sud-Est. Infine, l'unità 3 ha 2,16 kW installati verso Nord-Ovest ed è noto che

l'orientamento verso Nord di qualsiasi superficie atta a captare la radiazione solare non è consigliabile nel nostro emisfero.
Nell'ottica della comunità, la sala controllo e il locale tecnico sono stati aggregati per avere un consumo dello stesso ordine di grandezza delle altre due unità, seppur comunque minore come si vedrà in seguito. Inoltre, l'aggregazione fa sì che l'unità possa essere rappresentativa di un edificio che potrebbe dotarsi di un impianto fotovoltaico di potenza superiore alle proprie necessità. Ciò, dal punto di vista della comunità, andrebbe a favore dei membri che non hanno la possibilità installare un numero di moduli fotovoltaici sufficiente a soddisfare i propri fabbisogni. Le aule studio, invece, sono rappresentative di due unità di consumo dal fabbisogno simile, ma con orientamento della copertura disponibile differente e, perciò, con diversa produzione fotovoltaica.
Nel complesso, quindi, le unità dovrebbero offrire nel loro piccolo una diversificazione nella produzione e nei consumi che permetterà di fare delle considerazioni sulla condivisione di energia. Essendo, inoltre, il modulo abitativo PVZEN un edificio a energia quasi zero, si potrà sperimentare contemporaneamente un edificio caratterizzato da bassi consumi energetici nel contesto delle comunità energetiche.

## 6.2 Bilancio di potenza e indicatori energetici

Dopo aver analizzato dal punto di vista termico ed elettrico l'edificio, i profili di carico e di produzione sono stati messi a confronto in *Matlab* ipotizzando o meno l'esistenza di interazioni a livello energetico tra le unità dell'edificio PVZEN e la presenza di sistemi di accumulo. L'obiettivo è stato calcolare degli indicatori energetici che potessero quantificare il grado di indipendenza dell'edificio dalla rete elettrica e valutare, quindi, la convenienza della formazione di una mini comunità.
Tutto ciò non è potuto prescindere dal bilancio della potenza elettrica sull'edificio in tutte le configurazioni ipotizzate, per le quali si rimanda alla sezione 6.4. Infatti, per valutare quanta energia deve essere prelevata o immessa in rete bisogna risolvere l'equazione del bilancio energetico, riferita alla singola utenza o all'intero edificio, ricavare la potenza da/verso la rete e calcolare l'energia, ipotizzando che tutte le potenze in gioco siano costanti nel quarto d'ora (coerentemente alla granularità dei risultati della simulazione effettuata con *EnergyPlus*). Il bilancio di potenza

è espresso dall'Equazione 6.1:

$$P_{rete}(t) = P_{carico}(t) - P_{PV}(t) - P_{batt}(t) \tag{6.1}$$

dove $P_{rete}$ è la potenza prelevata o immessa in rete, $P_{carico}$ è la potenza richiesta dall'utenza, $P_{PV}$ è la potenza prodotta dal fotovoltaico e $P_{batt}$ è la potenza prelevata o immessa nell'eventuale accumulo elettrochimico. La convenzione di segno utilizzata è quella dei generatori per la rete, il generatore fotovoltaico e la batteria e degli utilizzatori per il carico.
Per quanto concerne gli indicatori energetici di cui sopra, essi sono stati individuati nell'autosufficienza e nell'autoconsumo.
L'autosufficienza e l'autoconsumo, a livello matematico, sono così definite:

$$Autosufficienza = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{carico}(\Delta t)} \tag{6.2}$$

$$Autoconsumo = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{PV}(\Delta t)}. \tag{6.3}$$

dove $E_{lgc}$ (dall'Inglese *locally generated and consumed*) è l'energia prodotta dal fotovoltaico e contestualmente consumata o l'energia prelevata dall'eventuale accumulo, essendo stato caricato con la sola energia fotovoltaica (vedi sezione 6.3), $E_{carico}$ e $E_{PV}$ sono rispettivamente l'energia complessivamente consumata e prodotta dal fotovoltaico nello stesso intervallo temporale di $E_{lgc}$. La variabile $E_{lgc}$ è ottenibile confrontando i profili di produzione e di carico e risolvendo il bilancio energetico.
Sebbene le energie siano state calcolate ogni 15 minuti, l'autosufficienza e l'autoconsumo sono stati valutati su intervalli più ampi (giornalieri, mensili e annuali).

## 6.3 Modello energetico del sistema di accumulo

Finora si è parlato dell'eventuale presenza di un accumulo, ma non si è entrati nel merito della sua modellazione al fine di tenerne conto nel bilancio energetico. Esso non è stato simulato in *EnergyPlus*, dal quale sono stati estrapolati solamente i profili di produzione e consumo come già precedentemente specificato, ma direttamente in *Matlab*. Il funzionamento del sistema di accumulo è stato inserito all'interno dello *script* elaborato per risolvere l'equazione di bilancio dell'energia elettrica seguendo la logica descritta in letteratura e basata sullo stato di carica della batteria ($SOC$)

in ogni istante di tempo [78][79].
I *flow chart* delle Figure 6.1 e 6.2 illustrano gli schemi di funzionamento utilizzati nello *script* per simulare rispettivamente la carica e la scarica del sistema di accumulo.

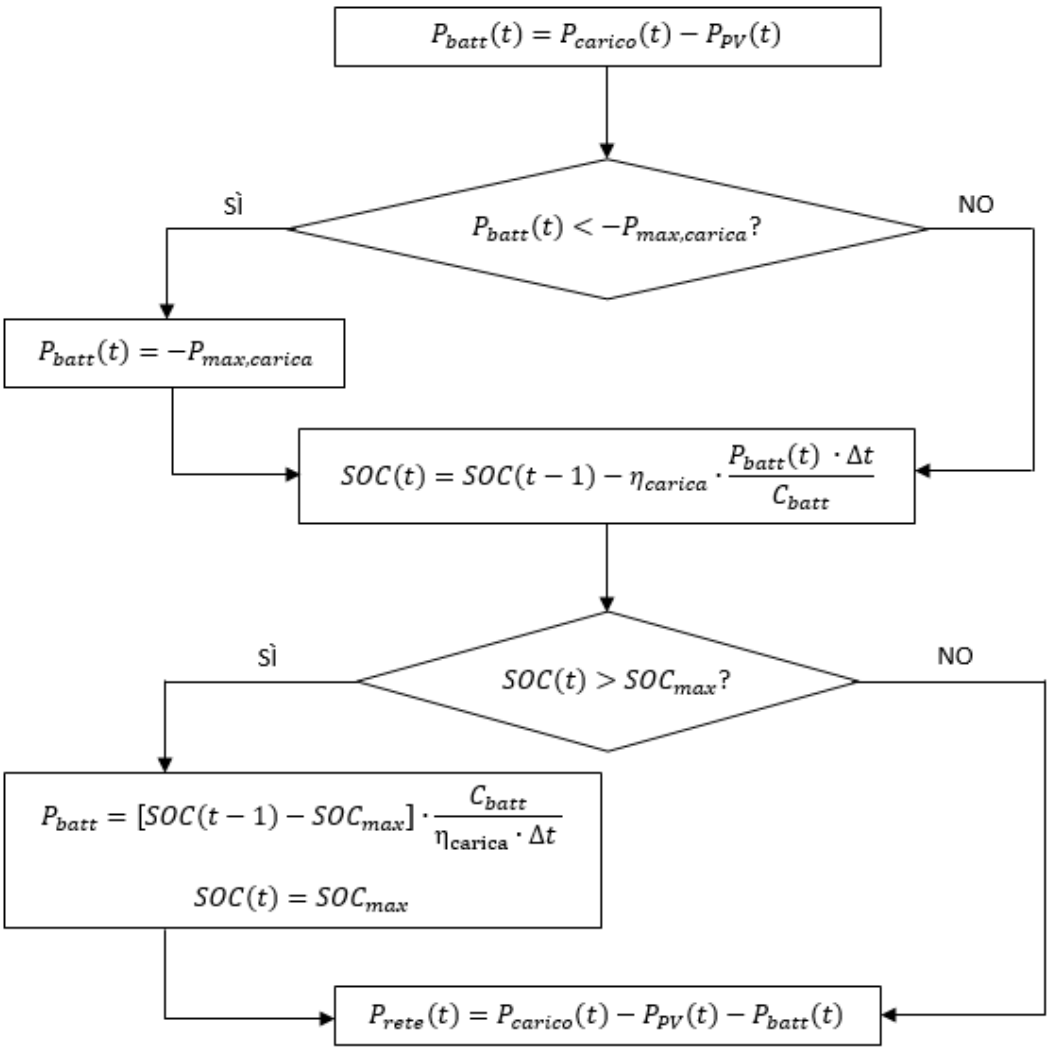



***Figura 6.1:*** *Flow chart relativo alla carica del sistema di accumulo.*

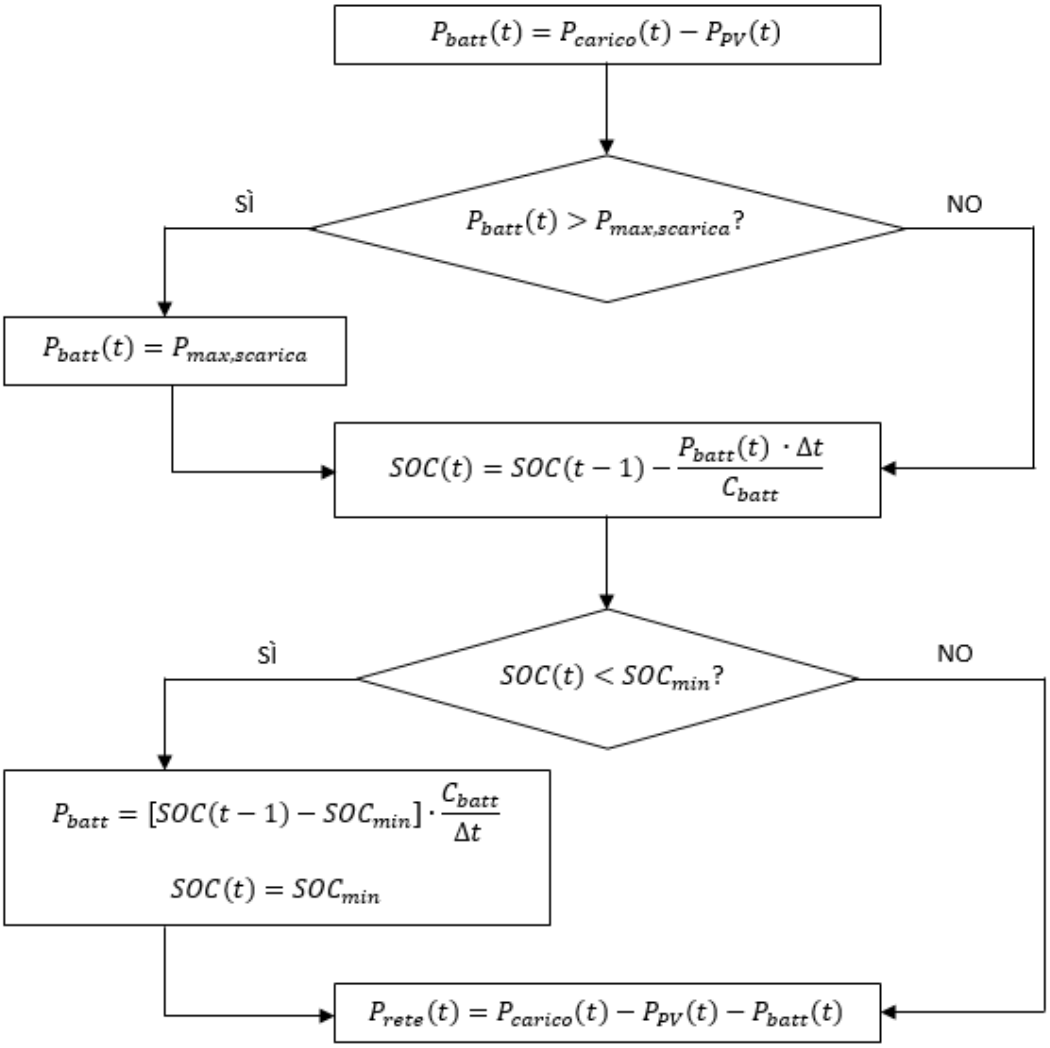



***Figura 6.2:*** *Flow chart relativo alla scarica del sistema di accumulo.*

Innanzitutto, la produzione deve essere confrontata con il carico: se essi dovessero coincidere perfettamente, non ci sarebbe alcuno scambio di energia con la batteria e con la rete. Tuttavia, è molto difficile che tale situazione si verifichi: è molto più probabile che l'energia prodotta sia in eccesso o in deficit.
Nel caso in cui si abbia un surplus di energia prodotta, l'eccesso andrà a caricare la batteria (Figura 6.1). Quindi, la carica dell'accumulo ha la priorità sulla cessione alla rete, in quanto l'obiettivo è quello di minimizzare l'interazione con quest'ultima.
Tuttavia, il sistema di accumulo ha due limiti: il primo è di potenza, il secondo è di capacità. Il limite di potenza ($P_{max,carica}$), generalmente definito nelle specifiche

tecniche, serve a evitare una carica troppo veloce del sistema. Se la potenza dovesse essere maggiore di tale limite, essa andrebbe decurtata e assumerebbe il valore massimo consentito. Il resto della potenza andrebbe in rete. Il secondo è inerente all'energia che l'accumulo può contenere senza superare lo stato di carica massimo ($SOC_{max}$), anche questo definito nelle specifiche tecniche. Se il surplus fosse maggiore, lo stato di carica verrebbe limitato a quello massimo consentito e l'energia restante verrebbe immessa nella rete. Nella fase di carica, inoltre, si tiene conto del rendimento della batteria.
Nel caso in cui si abbia un deficit di energia, invece, si ricorrerebbe alla scarica dell'accumulo ed eventualmente al prelievo dalla rete (Figura 6.2). Anche in questo caso è necessario che il flusso di energia dalla batteria non sia troppo veloce (limite di potenza $P_{max,scarica}$) e che lo stato di carica non vada al di sotto del valore limite ($SOC_{min}$) per non intaccare la vita utile del dispositivo. Ciò che il sistema di accumulo non è in grado di fornire per i due limiti appena descritti, verrà integrato dalla rete.
Ai fini delle simulazioni, è stato ipotizzato che lo stato di carica iniziale sia pari al 50%.

Le caratteristiche del sistema di accumulo preso in considerazione per questo lavoro di tesi sono state estrapolate dalla scheda tecnica di una batteria modulare in commercio. Si tratta della batteria *US2000* in Litio-Ferro-Fosfato prodotta dalla *Pylontech* e ogni modulo è caratterizzato da:

- capacità nominale ($C_{batt}$) pari a 2.400 Wh;
- capacità utilizzabile pari a 2.200 Wh;
- corrente di carica e scarica consigliata pari a 25 A;
- tensione media di carica di 53 V;
- tensione media di scarica di 49,25 V. [80]

Da queste caratteristiche e dai valori che si trovano in letteratura [79], sono state fatte le seguenti ipotesi per il singolo modulo:

- $C_{batt}$ = 2.400 Wh;
- $SOC_{min}$ = 4%;

- $SOC_{max}$ = 96%;
- $P_{max,carica}$ = 1.325 W;
- $P_{max,scarica}$ = 1.231 W;
- $\eta_{carica}$ = 96%.

I valori di potenza utilizzati nella simulazione come massimi sono in realtà valori nominali: questo perché si vuole rappresentare il funzionamento ottimale della batteria.
Nel caso di installazione di più moduli da 2,4 kWh, è stato assunto che vengano collegati in parallelo. Le potenze di carica e scarica aumentano con il numero dei moduli, fino al valore massimo consentito dal caricabatterie. Per poter ottenere dei valori realistici di potenze nominali di carica e scarica, è stata visionata la scheda tecnica di una serie di inverter ibridi monofase dotati di caricabatterie integrato dalla compatibilità garantita con la batteria *US2000* della Pylontech. [81]
I valori di potenza di carica e scarica nominali utilizzati nella tesi sono riportati nella Tabella 6.1.

***Tabella 6.1:*** *Limiti di potenza in carica e scarica al variare della taglia dell'accumulo.*

| $C_{batt}$ **[Wh]** | $P_{max,carica}$ **[W]** | $P_{max,scarica}$ **[W]** |
|---|---|---|
| 2.400 | 1.325 | 1.231 |
| 4.800 | 2.500 | 2.463 |
| 7.200 | 2.500 | 2.500 |
| 9.600 | 2.500 | 2.500 |

## 6.4 Configurazioni analizzate

Sono state analizzate dieci configurazioni possibili per l'edificio PVZEN, in base alla condivisione o meno di energia tra le unità e alla presenza di sistemi di accumulo. Tuttavia, esse sono riconducibili ai quattro casi di seguito illustrati:

- Prima di ipotizzare la formazione di una comunità, sono stati calcolati i valori di autosufficienza e autoconsumo nel caso in cui ogni unità produca solo per se stessa e interagisca solo con la rete in caso di surplus o deficit energetico. Questo è il caso base con il quale sono stati confrontati tutti gli altri al fine di fornire una visualizzazione del caso peggiore in termini di autosufficienza e

autoconsumo.
In questa fase sono stati valutati alcuni dei requisiti minimi affinché il modulo abitativo PVZEN possa essere classificato quale edificio a energia quasi zero. Essi sono stati calcolati sulla base dei risultati ottenuti dalla simulazione energetica di *EnergyPlus*. Sono stati stimati il coefficiente di scambio termico $H'_T$, l'area solare equivalente estiva $A_{sol,est}$, la potenza elettrica da fonte rinnovabile per unità di superficie $P_{el,ren}/A_{pianta}$ e la quota di energia rinnovabile $QR$ per la copertura dei consumi di climatizzazione.
Il confronto con l'edificio di riferimento è stato omesso per un duplice motivo: in primo luogo esso non è stato simulato all'interno di questa tesi, essendo le considerazioni sulla formazione di una comunità energetica il fine ultimo del lavoro, in secondo luogo non si conoscono le efficienze reali dei sistemi climatizzazione e ventilazione, né valori realistici di energia primaria connessi al loro funzionamento. Infatti, la stessa quota di energia rinnovabile è una stima basata sulle prestazioni ipotizzate per la pompa di calore e su un'efficienza di distribuzione dell'impianto di climatizzazione unitaria (il sistema simulato è ideale, come spiegato nella sottosezione 5.6.6).

- Il secondo caso analizzato è quello che ha previsto la presenza di sistemi di accumulo elettrochimico, la modellazione dei quali è stata presentata nella sezione 6.3. Tuttavia, dato che la sala controllo e il locale tecnico sono caratterizzati da una produzione fotovoltaica molto più elevata dei loro consumi, sono stai presi in considerazione due sistemi di accumulo identici per le sole aule studio. La taglia della batteria è stata fatta variare e sono stati calcolati l'autosufficienza e l'autoconsumo per quattro valori di capacità. Anche questo caso non è associabile al concetto di comunità energetica, ma ha permesso di isolare e visualizzare i miglioramenti apportati dalla tecnologia dell'accumulo.

- Il terzo caso ipotizzato ha visto l'introduzione della possibilità di scambio di energia tra le unità. Esso è stato analizzato senza impostare una precisa logica di scambio, ma piuttosto lavorando sugli aggregati di produzione e consumi energetici delle unità.

- Il quarto caso nasce dalla fusione del secondo e del terzo: si è ipotizzato che fosse possibile sia condividere l'energia che usufruire di sistemi di accumulo comuni. Anche per questa configurazione i calcoli sono stati effettuati a livello di intero edificio.

A priori si era già consapevoli che la condivisione di energia in presenza di sistemi di accumulo avrebbe portato a valori di autosufficienza e autoconsumo maggiori perché, prima di una qualsiasi interazione con la rete elettrica, si cerca di sfruttare all'interno dello stesso edificio tutta l'energia prodotta cedendola ad un'altra unità, caricando la batteria oppure scaricandola se necessario.

# Capitolo 7

# Analisi dei carichi e della produzione

All'interno di questo capitolo si illustreranno i risultati della simulazione energetica forniti da *EnergyPlus* con le assunzioni di cui al Capitolo 4 e Capitolo 5.
Per poter effettuare la simulazione è stato necessario reperire i dati climatici del luogo di costruzione dell'edificio PVZEN o per lo meno di una zona molto prossima. A tal fine si è ricorsi alla consultazione del database ufficiale di *EnergyPlus* dove per Torino sono disponibili due *file* contenenti i dati climatici: *Torino 160590 (IWEC)* e *Torino-Caselle 1605901 (IGDG)*. Si è optato per il primo in quanto è basato su un periodo di raccolta dati più recente.
Un'altra impostazione, già precedentemente accennata, ha riguardato la scelta della durata della simulazione e il *timestep*. Si è optato per una simulazione annuale ed è stato selezionato come anno il 2019. Per quanto riguarda l'intervallo di tempo, da esso dipende la granularità con cui si otterranno i risultati. È stato deciso di optare per una risoluzione di 15 minuti, che consente di avere 35.040 valori nell'arco di un anno per ogni grandezza di interesse.

Nonostante ai fini del caso studio la sala controllo e il locale tecnico siano stati considerati come facenti parte della stessa unità di produzione e consumo, all'interno di questo capitolo le due zone termiche saranno trattate separatamente per una migliore analisi dei risultati ottenuti dalla simulazione.

## 7.1 Analisi dei carichi

### 7.1.1 Fabbisogno termico

Prima di effettuare la simulazione già si prevedeva che i consumi termici delle aule studio sarebbero stati superiori a quelli delle altre due zone per le loro maggiori dimensioni geometriche. Inoltre, si prevedevano fabbisogni termici simili tra le aule in quanto entrambe collocate nella parte centrale dell'edificio e confinanti con due ambienti riscaldati e perché presentano la stessa destinazione d'uso. Un altro risultato atteso riguardava il consumo per il riscaldamento invernale del locale tecnico: esso si ipotizzava superiore a quello della sala controllo per la sua esposizione a Nord e l'assenza di finestre (ridotti apporti solari), nonostante sia leggermente più piccolo e nonostante il *set point* sia di 15 °C nell'orario di apertura e non di 20 °C. Per lo stesso motivo, era atteso un fabbisogno di energia per il raffrescamento minore.

Negli istogrammi delle Figure 7.1 e 7.2 sono illustrati rispettivamente il fabbisogno termico mensile invernale ed estivo delle quattro zone termiche, mentre nella Tabella 7.1 è riportato in forma tabellare.

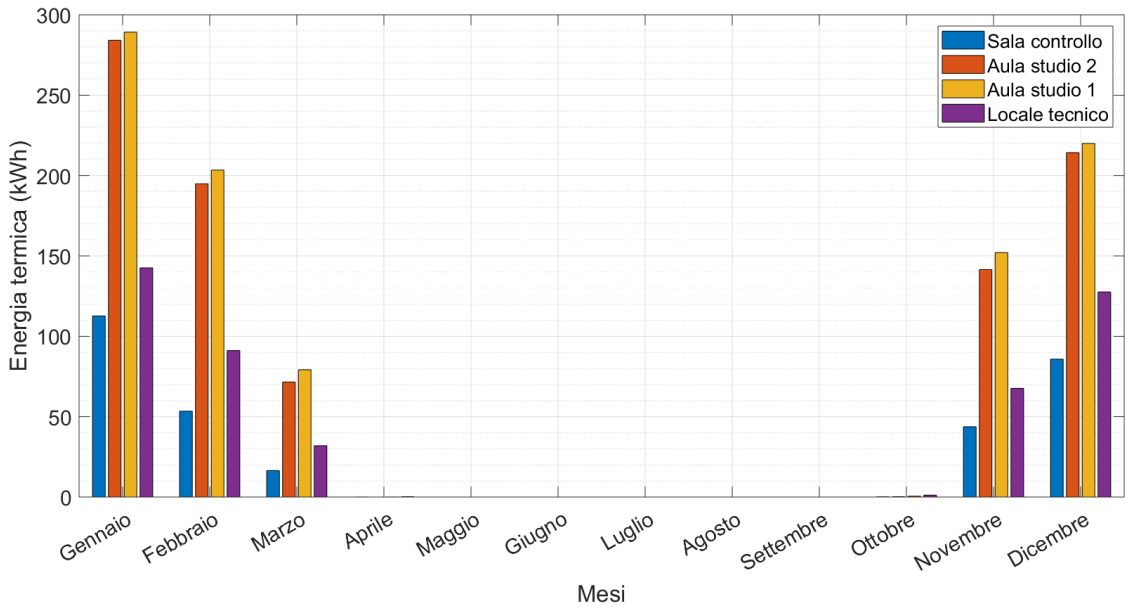



***Figura 7.1:*** *Fabbisogni mensili di energia termica per il riscaldamento.*

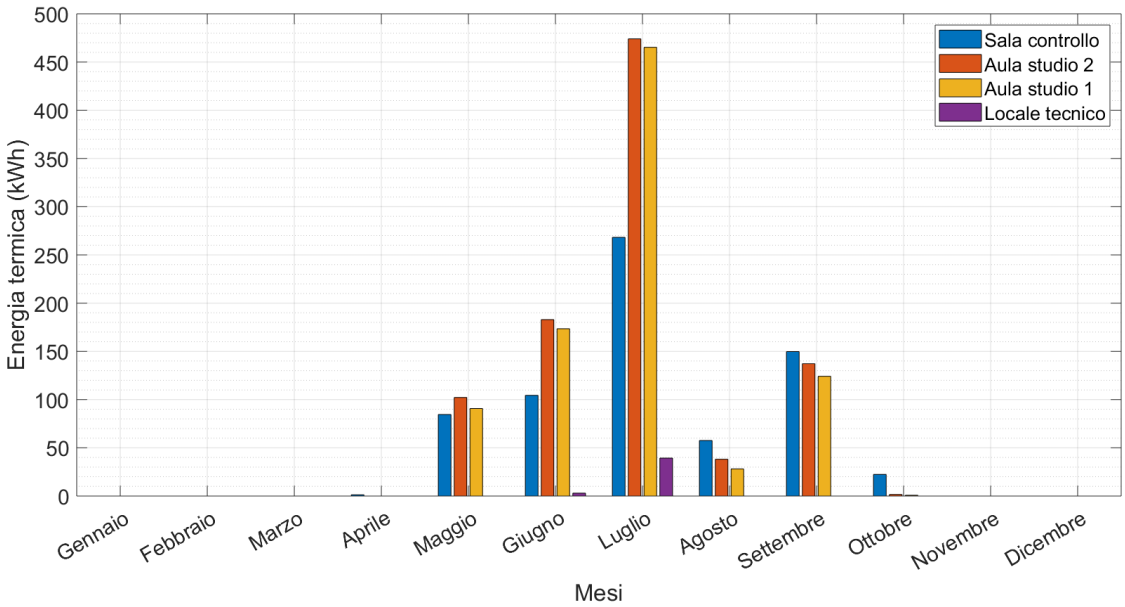



***Figura 7.2:*** *Fabbisogni mensili di energia termica per il raffrescamento.*

***Tabella 7.1:*** *Fabbisogni termici mensili.*

| **Stagione** | **Mese** | **Energia termica [kWh]** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Locale tecnico** | **Aula studio 1** | **Aula studio 2** | **Sala controllo** |
| **Riscaldamento** | **Gennaio** | 142,5 | 289,2 | 284,1 | 112,7 |
| | **Febbraio** | 91,1 | 203,4 | 194,9 | 53,4 |
| | **Marzo** | 31,9 | 79,2 | 71,5 | 16,4 |
| | **Aprile** [1] | 0,2 | 0,1 | - | - |
| **Raffrescamento** | **Aprile** [2] | - | - | - | 1,3 |
| | **Maggio** | - | 90,7 | 102,3 | 84,6 |
| | **Giugno** | 3,0 | 173,4 | 183,0 | 104,4 |
| | **Luglio** | 39,3 | 465,3 | 474,1 | 268,2 |
| | **Agosto** | - | 28,2 | 38,2 | 57,6 |
| | **Settembre** | - | 124,2 | 137,3 | 149,8 |
| | **Ottobre** [3] | - | 0,8 | 1,6 | 22,4 |
| **Riscaldamento** | **Ottobre** [4] | 1,2 | 0,6 | 0,2 | 0,1 |
| | **Novembre** | 67,6 | 152,1 | 141,5 | 43,7 |
| | **Dicembre** | 127,6 | 219,9 | 214,3 | 85,8 |
| ***Totale*** | | ***504,5*** | ***1.827,1*** | ***1.843,0*** | ***1.000,5*** |

**Note:**

*1*: dal 1° al 15 aprile.

*2*: dal 16 al 30 aprile.

*3*: dal 1° al 15 ottobre.

*4*: dal 16 al 31 ottobre.

Nella Tabella 7.2 si riportano i valori di energia termica annuali necessari per riscaldare e raffrescare le quattro zone, con evidenza del valore specifico per unità di superficie.

***Tabella 7.2:*** *Fabbisogni termici annuali.*

| **Zona termica** | **Risc.** [$\mathbf{kWh_{th}}$] | **Risc. specifico** [$\mathbf{kWh_{th}/m^2}$] | **Raffr.** [$\mathbf{kWh_{th}}$] | **Raffr. specifico** [$\mathbf{kWh_{th}/m^2}$] |
|---|---|---|---|---|
| **Locale tecnico** | 462,2 | 28,1 | 42,3 | 2,6 |
| **Aula studio 1** | 944,6 | 28,8 | 882,6 | 26,9 |
| **Aula studio 2** | 906,6 | 27,4 | 936,4 | 28,3 |
| **Sala controllo** | 312,2 | 14,4 | 688,3 | 31,9 |
| ***Intero edificio*** | ***2.625,6*** | ***25,3*** | ***2.549,6*** | ***24,5*** |

Si può notare che i risultati rispecchiano quanto atteso. Inoltre, dai grafici e dalle tabelle emerge che ad aprile e ottobre, mesi di transizione rispettivamente dalla stagione del riscaldamento a quella del raffrescamento e viceversa, i fabbisogni sono molto bassi. Tra questi il valore più elevato corrisponde al consumo per il raffrescamento della sala controllo ad ottobre (22,4 kWh), giustificabile con la sua esposizione a Sud in misura maggiore rispetto alle altre zone termiche. I consumi di agosto sono nettamente più bassi rispetto agli altri mesi estivi per via del *set point* di 35 °C.
Con riferimento ai valori specifici riportati nella Tabella 7.2, si può notare che i consumi di energia termica per il riscaldamento e il raffrescamento delle aule studio sono pressoché identici, mentre per le altre due zone si ha una notevole differenza tra consumi invernali ed estivi. Ciò dipende essenzialmente dall'esposizione, dalla presenza o meno di superficie vetrata e dagli apporti interni: le superfici disperdenti del locale tecnico sono maggiormente esposte a Nord, la zona non presenta finestre e gli apporti di calore interni sono dovuti solo alla presenza degli inverter (le batterie non sono state prese in considerazione nella simulazione energetica), invece la sala controllo è esposta a Sud, ha circa 7 $m^2$ di superficie vetrata ed è occupata quotidianamente da tre persone che, a loro volta, utilizzano dei dispositivi elettronici.

È doveroso fare una considerazione su quanto anticipato nella sottosezione 5.6.4 relativamente alla ventilazione. Si è ipotizzato che la ventilazione fosse di tipo naturale, il che equivale ad assumere l'introduzione di aria a temperatura pari a quella esterna per il ricambio necessario a garantire il benessere degli occupanti. A dimostrazione di quanto precedentemente enunciato sull'influenza della ventilazione così modellata sui consumi termici, si propone l'analisi di una giornata invernale

di una delle aule studio. Nella Figura 7.3 è illustrato l'andamento del fabbisogno termico e della portata d'aria di ventilazione il 18 gennaio. È possibile notare che la curva del fabbisogno è condizionata in modo evidente dalla variazione della portata di ventilazione. Perciò, le dispersioni termiche dovute alla ventilazione sono rilevanti e la progettazione di un sistema meccanico con preriscaldamento dell'aria andrà senza dubbio a diminuire il fabbisogno termico invernale.

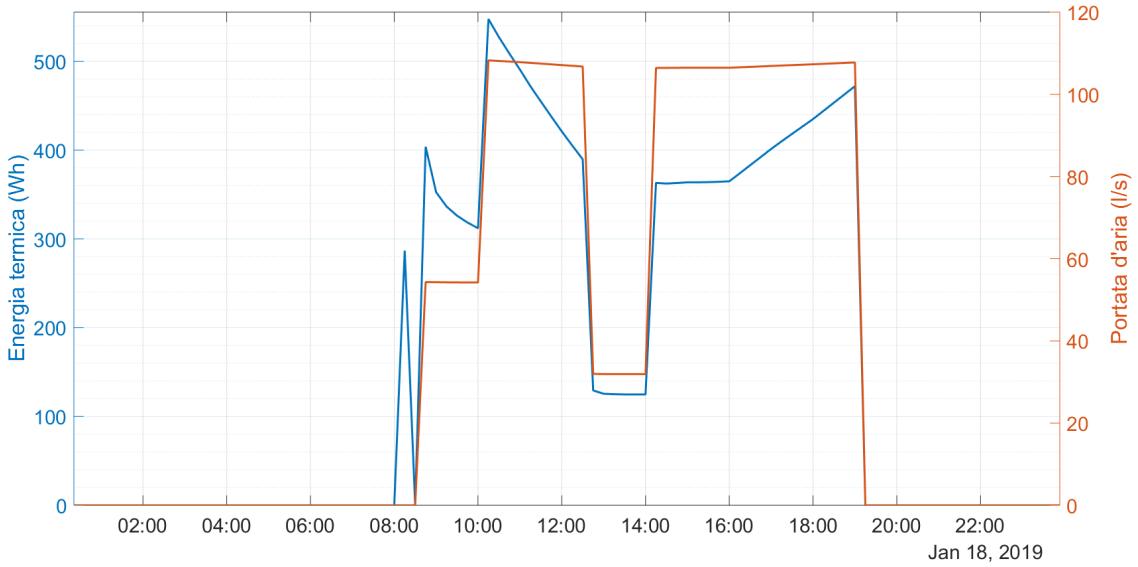



***Figura 7.3:*** *Andamento del fabbisogno termico e della portata di ventilazione il 18 gennaio per l'aula studio 1.*

Per visualizzare l'andamento del fabbisogno termico delle quattro zone termiche nel corso dell'intero anno sono state riportate le Figure 7.4, 7.5, 7.6 e 7.7. Si è preferito lasciare l'estensione dell'asse $y$ uguale nei quattro grafici per mettere in evidenza la variazione delle energie termiche coinvolte anche attraverso un veloce confronto visivo.

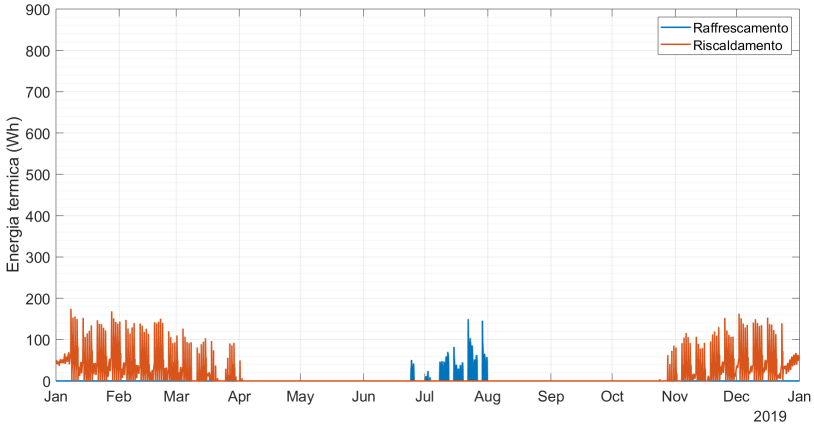



***Figura 7.4:*** *Andamento del fabbisogno termico del locale tecnico.*

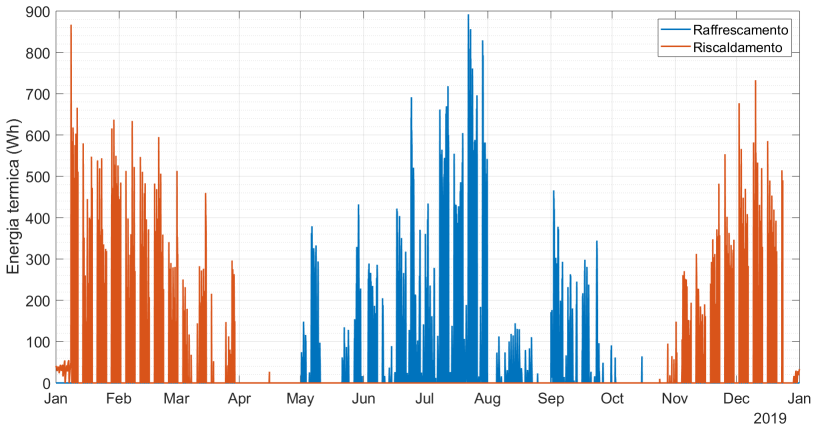



***Figura 7.5:*** *Andamento del fabbisogno termico dell'aula studio 1.*

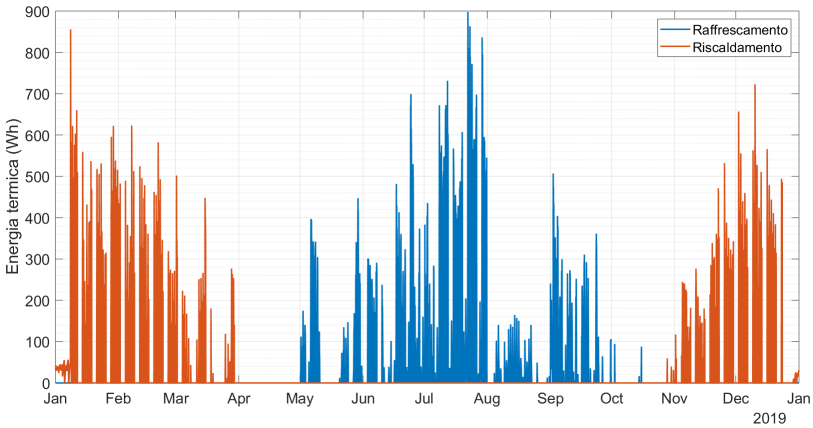



***Figura 7.6:*** *Andamento del fabbisogno termico dell'aula studio 2.*

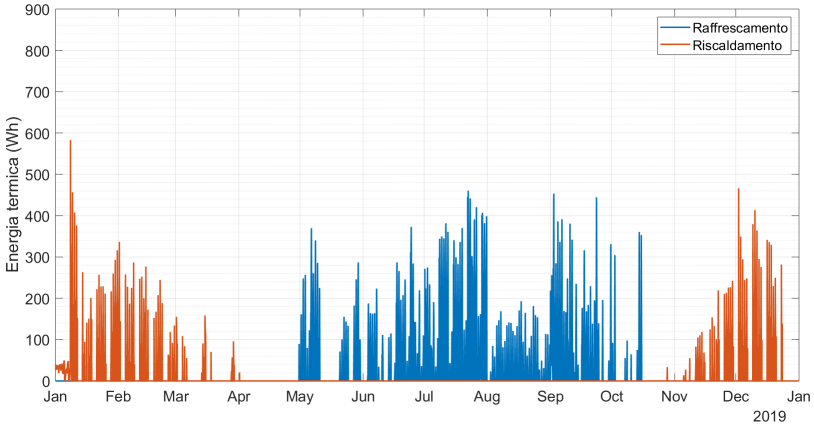



***Figura 7.7:*** *Andamento del fabbisogno termico della sala controllo.*

Tenendo conto del SCOP e del SEER ipotizzati nella sottosezione 5.6.6, sono stati calcolati i consumi annuali di energia elettrica per l'azionamento delle pompe (vedi Tabella 7.3).

***Tabella 7.3:*** *Energia elettrica annuale per l'azionamento delle pompe di calore.*

| **Zona termica** | **Riscaldamento [kWh$_e$]** | **Raffrescamento [kWh$_e$]** |
|---|---|---|
| **Locale tecnico** | 154,1 | 12,1 |
| **Aula studio 1** | 314,9 | 252,2 |
| **Aula studio 2** | 302,2 | 267,5 |
| **Sala controllo** | 104,1 | 196,7 |
| ***Totale*** | ***875,2*** | ***728,5*** |

### 7.1.2 Carichi elettrici

Per quanto concerne i carichi elettrici al netto dell'energia necessaria all'azionamento delle pompe di calore, le due aule studio presentano il carico maggiore. Ciò è legato al numero di persone ospitate quotidianamente che comporta il funzionamento di numerose apparecchiature elettriche e una maggiore ventilazione, a differenza della sala controllo, con solo tre postazioni fisse, e del locale tecnico, per il quale non è prevista alcuna occupazione. Il consumo elettrico del locale tecnico, quindi, è dominato da quello termico convertito in elettrico e, in particolare, dal riscaldamento, considerato lo scarso raffrescamento di cui necessita (vedi Tabella 7.3).

Nell'istogramma della Figura 7.8 sono riportati i valori dei carichi elettrici mensili, tenenti conto dell'elettrificazione dei consumi termici, di ogni zona e nella Tabella 7.4 gli stessi sono riportati in forma tabellare.

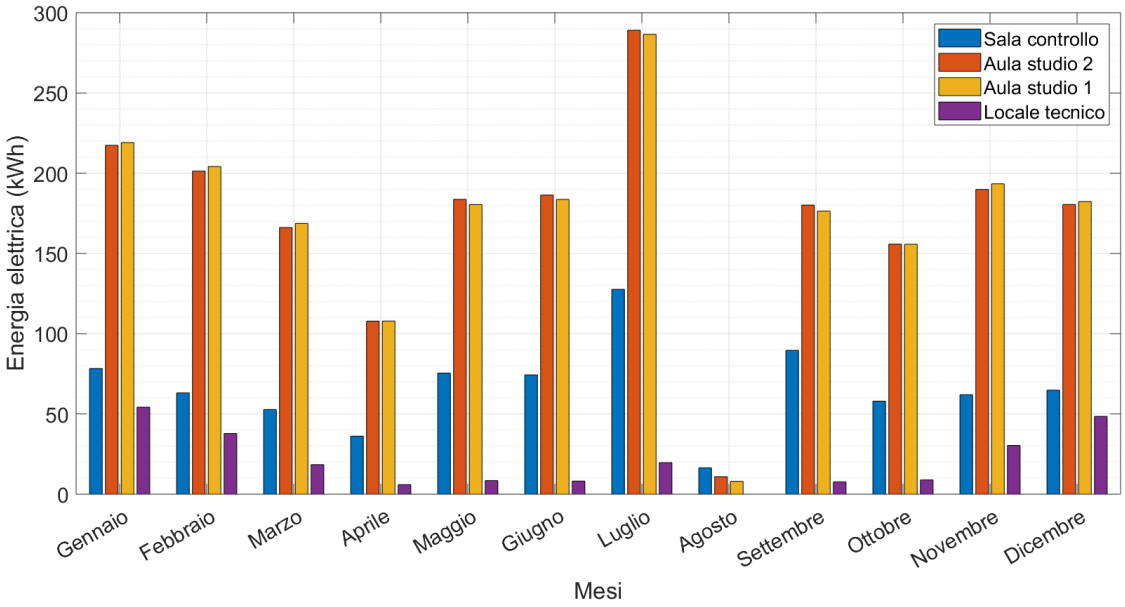



***Figura 7.8:*** *Carichi elettrici complessivi mensili.*

***Tabella 7.4:*** *Carichi elettrici mensili.*

| Mese | Energia elettrica [kWh] | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Locale tecnico** | **Aula studio 1** | **Aula studio 2** | **Sala controllo** |
| **Gennaio** | 54,2 | 219,1 | 217,4 | 78,3 |
| **Febbraio** | 37,8 | 204,2 | 201,3 | 63,1 |
| **Marzo** | 18,4 | 168,7 | 166,2 | 52,8 |
| **Aprile** | 6,0 | 107,9 | 107,9 | 36,2 |
| **Maggio** | 8,5 | 180,4 | 183,7 | 75,5 |
| **Giugno** | 8,2 | 183,7 | 186,4 | 74,4 |
| **Luglio** | 19,7 | 286,6 | 289,1 | 127,6 |
| **Agosto** | - | 8,0 | 10,9 | 16,5 |
| **Settembre** | 7,7 | 176,4 | 180,2 | 89,6 |
| **Ottobre** | 8,9 | 155,7 | 155,8 | 58,0 |
| **Novembre** | 30,4 | 193,4 | 189,9 | 62,0 |
| **Dicembre** | 48,5 | 182,4 | 180,5 | 64,8 |
| ***Totale*** | ***248,4*** | ***2.066,5*** | ***2.069,3*** | ***798,8*** |

I vari contributi al carico elettrico sono, invece, evidenziati nella Tabella 7.5 e nei diagrammi a torta delle Figure 7.9, 7.10, 7.11 e 7.12 su base annuale.

***Tabella 7.5:*** *Ripartizione del carico elettrico annuale delle quattro zone termiche.*

| | **Energia elettrica [kWh]** | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Locale tecnico** | **Aula studio 1** | **Aula studio 2** | **Sala controllo** |
| **Computer** | - | 690,1 | 690,1 | 247,3 |
| **Proiettori** | - | 163,2 | 163,2 | - |
| **Luci** | 62,9 | 295,0 | 295,0 | 123,5 |
| **Ventilazione** | 19,3 | 351,2 | 351,2 | 127,3 |
| **Riscaldamento** | 154,1 | 314,9 | 302,2 | 104,1 |
| **Raffrescamento** | 12,1 | 252,2 | 267,5 | 196,7 |
| ***Totale*** | ***248,4*** | ***2.066,5*** | ***2.069,3*** | ***798,8*** |

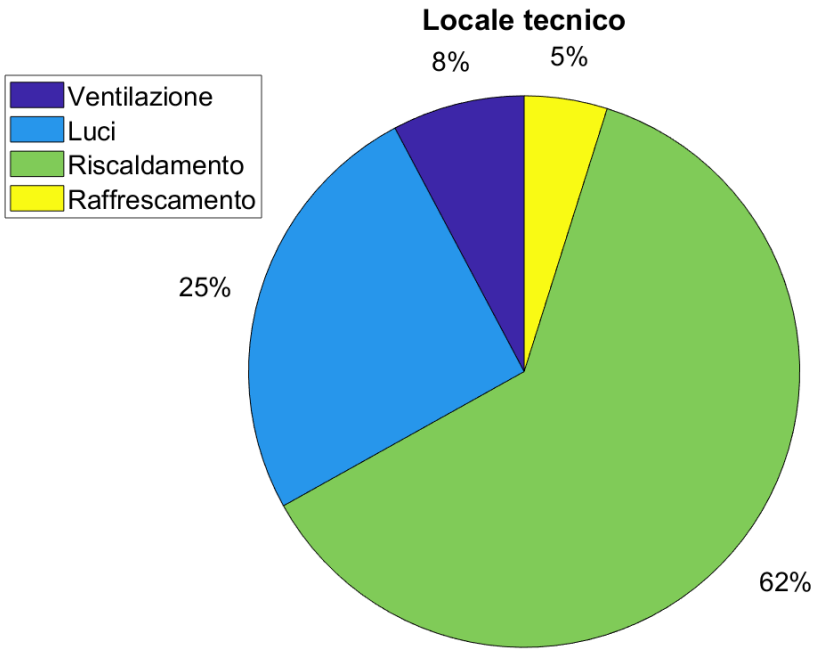



***Figura 7.9:*** *Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale del locale tecnico.*

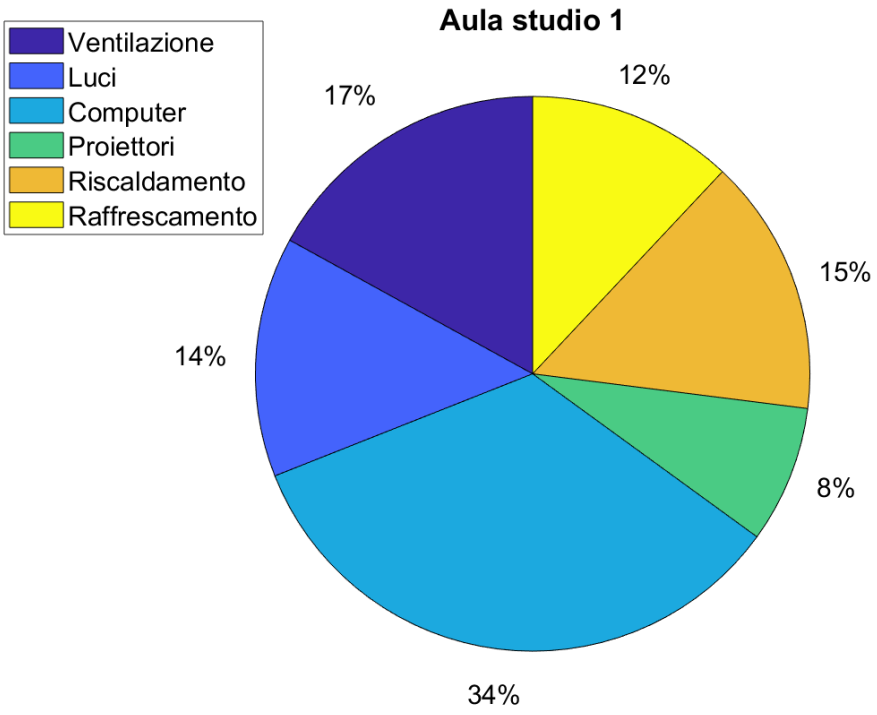



***Figura 7.10:*** *Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale dell'aula studio 1.*

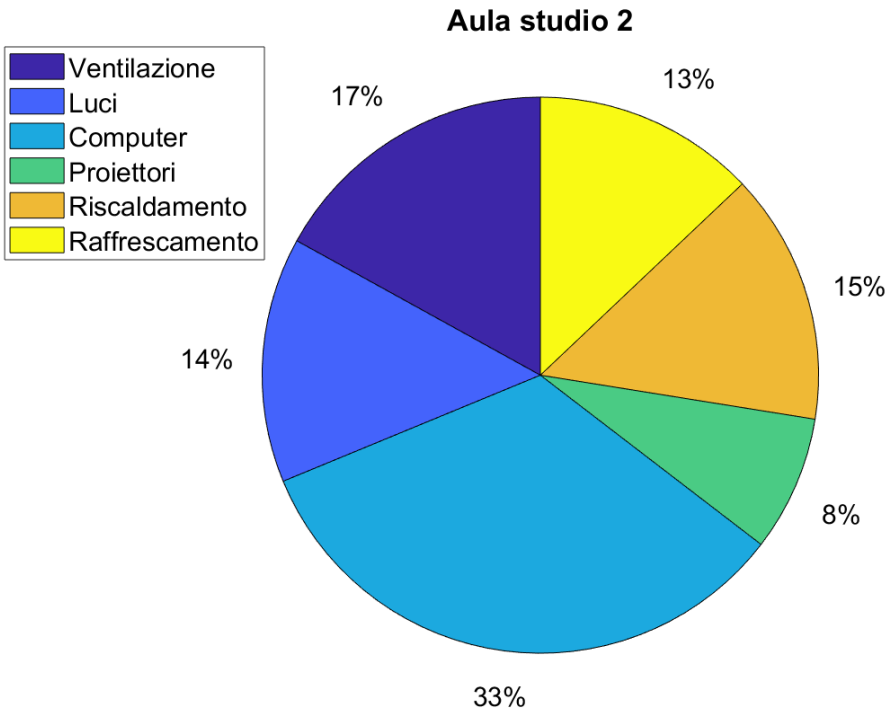



***Figura 7.11:*** *Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale dell'aula studio 2.*

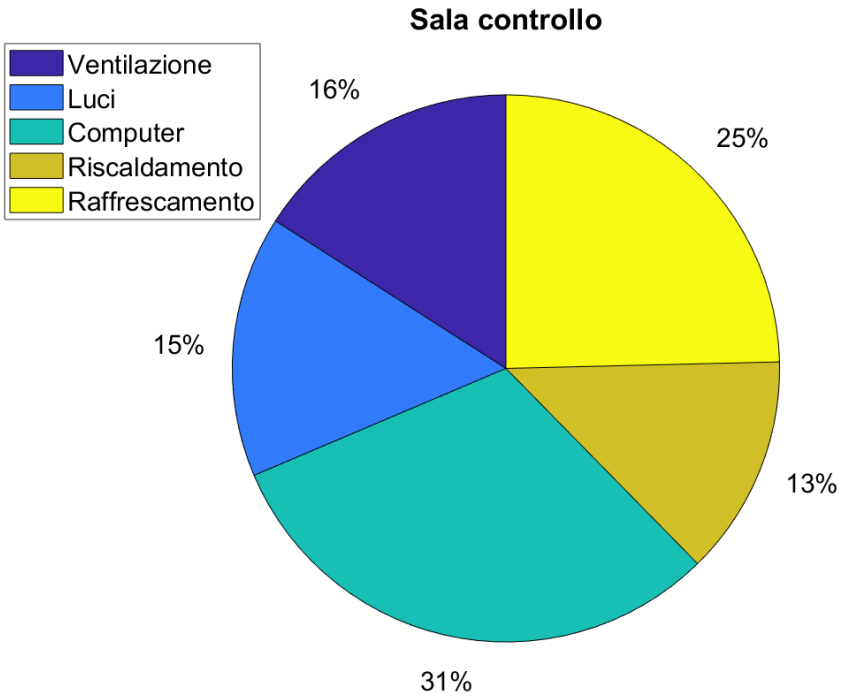



***Figura 7.12:*** *Ripartizione del carico elettrico complessivo annuale della sala controllo.*

La Figura 7.9 traduce in numeri quanto atteso per il locale tecnico: il 62% del carico elettrico annuale è dovuto al riscaldamento dell'ambiente. La ventilazione, con i suoi 19,3 kWh all'anno, rappresenta solo l'8% dei consumi. Infatti, la portata d'aria di ventilazione nelle ore di apertura dell'edificio è di 4,53 l/s, contro i 30 l/s costanti della sala controllo e il valore oscillante tra 30 l/s e 100 l/s per le aule studio. Ciò, unito a un raffrescamento quasi nullo, comporta un peso del 25% dell'illuminazione sul carico totale, nonostante consista in tre fari a LED.
Le due aule studio sono praticamente gemelle: 2 MWh di consumo annuale sui quali incide maggiormente (56% e 55%, rispettivamente per l'aula 1 e 2) l'apparecchiatura elettrica, primi fra tutti i computer, seguita dalla ventilazione (17%), dal riscaldamento (15%) e dal raffrescamento (12% e 13%).
Per la sala controllo la somma dei consumi del sistema di ventilazione e climatizzazione ha un peso maggiore (54%) delle apparecchiature elettriche. Come è stato fatto notare precedentemente, per la sala controllo il raffrescamento ha una maggiore incidenza sui consumi complessivi rispetto al riscaldamento.

Quanto appena discusso riguardo all'incidenza dei vari carichi elettrici su quello complessivo è valido a livello annuale, ma non completamente a livello giornaliero.

Questo perché su base annuale non sono evidenti le differenze stagionali: i consumi legati alle apparecchiature e alla ventilazione sono caratterizzati da *schedule* pressoché costanti nell'anno (esclusi i periodi di chiusura per vacanza), mentre i consumi delle pompe di calore variano con le stagioni. Le giornate primaverili e autunnali, dati i bassi consumi di riscaldamento e raffrescamento, avranno un carico elettrico complessivo essenzialmente privo della quota legata al termico. Le giornate invernali ed estive, in particolar modo per il locale tecnico e la sala controllo, sono caratterizzate dalla predominanza dei consumi della pompa di calore rispetto alla ventilazione e alle apparecchiature elettriche.

## 7.2 Analisi della produzione fotovoltaica

Date le considerazioni di cui alla sottosezione 5.5.3 sul posizionamento dei moduli fotovoltaici e sull'irraggiamento annuale delle superfici ospitanti i moduli, si era prevista una maggiore produzione fotovoltaica per l'aula studio 1 rispetto a tutte le altre. Questo perché tutti i suoi pannelli sono posti sulla copertura inclinata di 13,4° rivolta a Sud-Est. Seguono le produzioni della sala controllo e del locale tecnico, pressoché uguali, i cui moduli fotovoltaici sono in parte sulla copertura esposta a Sud-Est e in parte sulla parete verticale. Infine, la produzione dell'aula studio 2, con tutti i moduli esposti a Nord-Ovest, si prevedeva risultasse più bassa di tutte le altre.

Si riportano di seguito i valori mensili di produzione fotovoltaica dei quattro generatori fotovoltaici, associati alle altrettante zone termiche, in forma grafica (Figura 7.13) e in forma tabellare (Tabella 7.6).

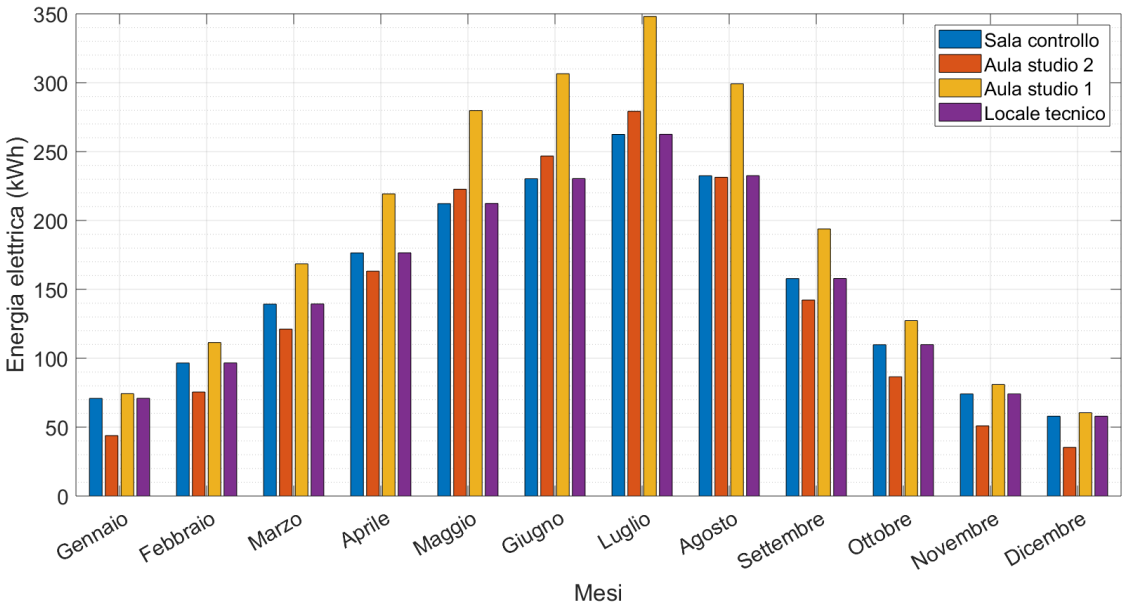



***Figura 7.13:*** *Produzione fotovoltaica mensile.*

***Tabella 7.6:*** *Produzione fotovoltaica mensile.*

| Mese | Energia elettrica [kWh] | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Locale tecnico** | **Aula studio 1** | **Aula studio 2** | **Sala controllo** |
| **Gennaio** | 70,9 | 74,3 | 43,9 | 70,9 |
| **Febbraio** | 96,6 | 111,4 | 75,5 | 96,6 |
| **Marzo** | 139,4 | 168,5 | 121,2 | 139,3 |
| **Aprile** | 176,6 | 219,4 | 163,2 | 176,4 |
| **Maggio** | 212,3 | 279,8 | 222,7 | 212,2 |
| **Giugno** | 230,4 | 306,5 | 246,8 | 230,3 |
| **Luglio** | 262,6 | 348,1 | 279,3 | 262,5 |
| **Agosto** | 232,6 | 299,1 | 231,4 | 232,5 |
| **Settembre** | 157,9 | 193,9 | 142,3 | 157,8 |
| **Ottobre** | 109,9 | 127,3 | 86,6 | 109,8 |
| **Novembre** | 74,1 | 80,9 | 51,0 | 74,1 |
| **Dicembre** | 58,0 | 60,5 | 35,3 | 58,0 |
| ***Totale*** | ***1.821,3*** | ***2.269,7*** | ***1.699,2*** | ***1.820,3*** |

I valori annuali sono riportati nuovamente nella Tabella 7.7 con evidenza del valore specifico per kW di potenza installata.

***Tabella 7.7:*** *Produzione fotovoltaica annuale.*

| Zona termica | Produzione fotovoltaica [kWh] | Produzione fotovoltaica specifica [kWh/kW$_p$] |
|---|---|---|
| **Locale tecnico** | 1.821,3 | 843,2 |
| **Aula studio 1** | 2.269,7 | 1.050,8 |
| **Aula studio 2** | 1.699,2 | 786,7 |
| **Sala controllo** | 1.820,3 | 842,8 |

La differenza di produzione delle quattro zone rispecchia quanto ipotizzato. Infatti, sulla base di quanto riportato nella sottosezione 5.5.3, i moduli dell'aula studio 1 ricevono circa 12.800 kWh di energia solare e detengono la produzione maggiore. Seguono il locale tecnico e la sala controllo, i cui pannelli fotovoltaici ricevono circa 10.500 kWh di energia solare. Infine, con un irraggiamento annuale di quasi 10.000 kWh, l'aula studio 2 produce il quantitativo minore di elettricità.

Si riportano di seguito i profili di produzione fotovoltaica annuali (Figure 7.14, 7.15, 7.16 e 7.17). Si può notare l'uguaglianza tra le curve relative al locale tecnico e alla sala controllo, caratterizzate da una variazione stagionale tra inverno ed estate meno accentuata rispetto alle aule studio dovuta al fatto che i moduli posizionati sulla copertura hanno prestazioni migliori d'estate e quelli sulla parete verticale producono maggiormente d'inverno. L'aula studio 2, invece, presenta la variazione stagionale più accentuata.

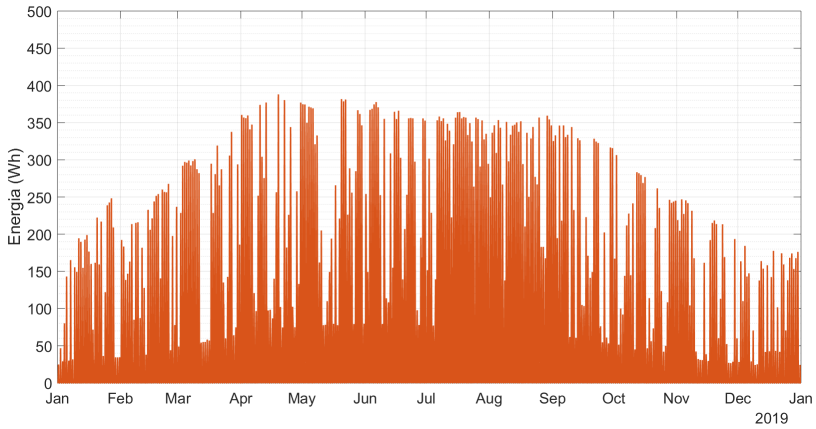



***Figura 7.14:*** *Andamento della produzione fotovoltaica del locale tecnico.*

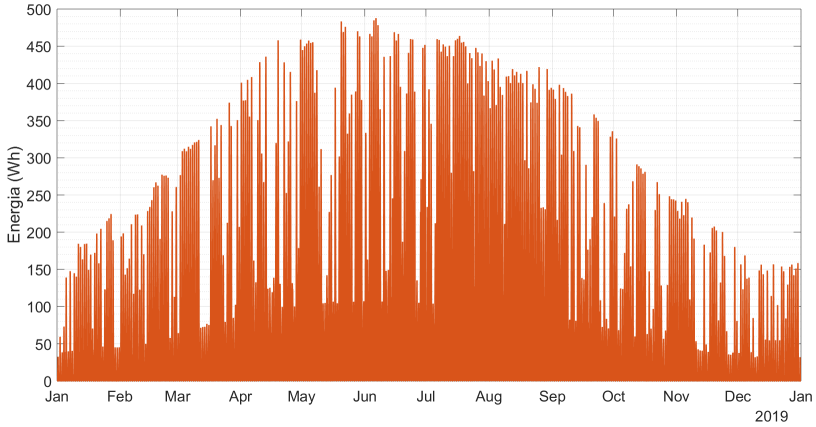



***Figura 7.15:*** *Andamento della produzione fotovoltaica dell'aula studio 1.*

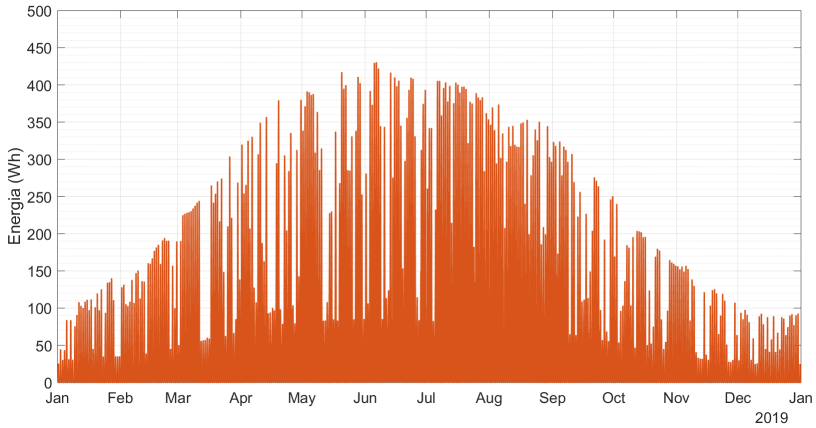



***Figura 7.16:*** *Andamento della produzione fotovoltaica dell'aula studio 2.*

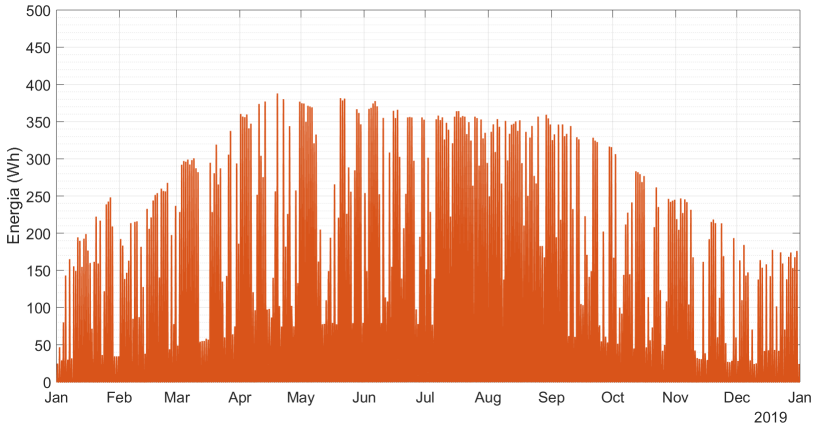



***Figura 7.17:*** *Andamento della produzione fotovoltaica della sala controllo.*

# Capitolo 8

# Risultati in termini di autosufficienza e autoconsumo

Nel capitolo precedente sono stati analizzati i fabbisogni energetici e le produzioni fotovoltaiche delle singole zone. Di seguito si propone una visione di tali valori su base annuale con evidenza delle unità di produzione e consumo prese in considerazione per la sperimentazione della comunità energetica (Tabella 8.1).

***Tabella 8.1:*** *Produzione fotovoltaica ($E_{PV}$) e carico elettrico ($E_{carico}$) annuali delle tre unità di produzione e consumo.*

| **Nr.** | **Unità** | $E_{PV}$ **[kWh]** | $E_{carico}$ **[kWh]** |
|---|---|---|---|
| **1** | **Sala controllo e locale tecnico** | 3.642 | 1.047 |
| **2** | **Aula studio 1** | 2.270 | 2.067 |
| **3** | **Aula studio 2** | 1.699 | 2.069 |
| - | ***Intero edificio PVZEN*** | *7.611* | *5.183* |

Dalla Tabella 8.1 risulta evidente in cifre la diversificazione tra le tre unità che nel Capitolo 6 era stata indicata come criterio a favore della sperimentazione della comunità. Infatti, la produzione della sala controllo e del locale tecnico è molto più elevata dei loro consumi (3,5 volte superiore). Mentre, per quanto concerne le aule studio, i carichi sono uguali, ma la seconda ha una produzione inferiore rispetto al fabbisogno previsto: ciò significa che, anche in caso di perfetta contemporaneità tra produzione e domanda, il fabbisogno energetico non sarebbe coperto dalla sola energia fotovoltaica prodotta dal suo impianto. Nel complesso, però, essendo la produzione totale maggiore del carico elettrico delle tre unità, esiste una possibilità di miglioramento attraverso lo scambio di energia e l'utilizzo di sistemi di accumulo.

Di seguito verranno analizzati singolarmente i risultati di autosufficienza e autoconsumo ottenuti nelle varie configurazioni, con riferimento alle singole unità e/o all'intero edificio PVZEN.

## 8.1 Caso base

L'analisi del caso base è fondamentale sia perché è rappresentativa della situazione attualmente più diffusa (autoconsumo individuale da fotovoltaico e scambio di energia solo con la rete), sia perché mette in evidenza quali azioni possono condurre a valori migliori di autosufficienza e autoconsumo dell'edifico PVZEN.
Per valutare a priori l'impatto della condivisione di energia e della presenza di sistemi di accumulo, sono stati analizzati i profili di produzione e carico giornalieri delle tre unità. Di seguito si propone a titolo esemplificativo l'analisi di un giorno estivo e uno invernale. Sono stati selezionati giorni soleggiati perché rappresentano le situazioni migliori a livello di produzione fotovoltaica e, quindi, giorni in cui si potrebbe raggiungere una maggiore indipendenza dalla rete.

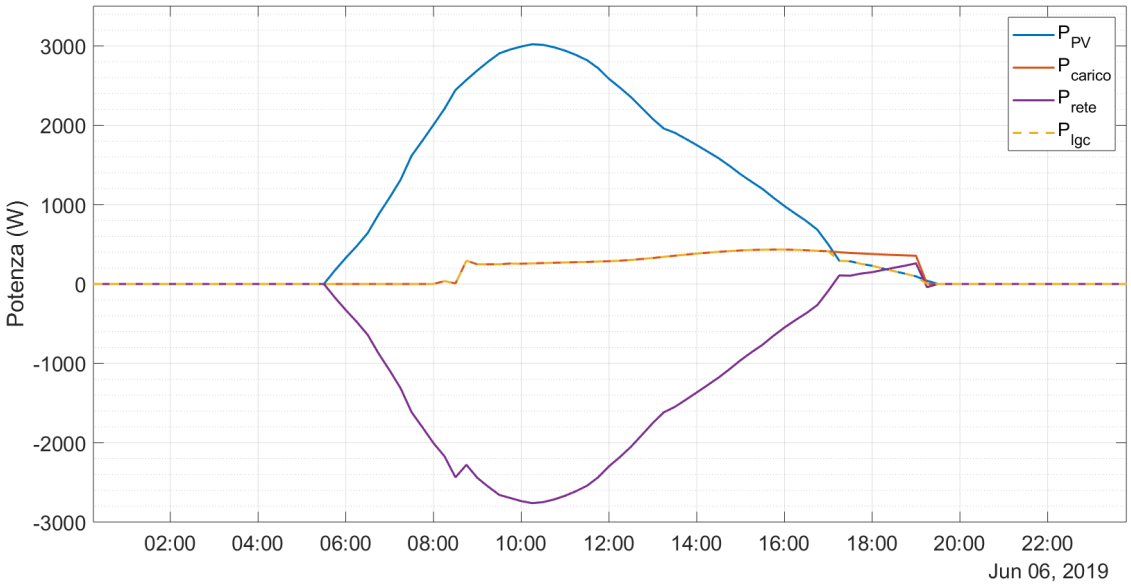



***Figura 8.1:*** *Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 1.*

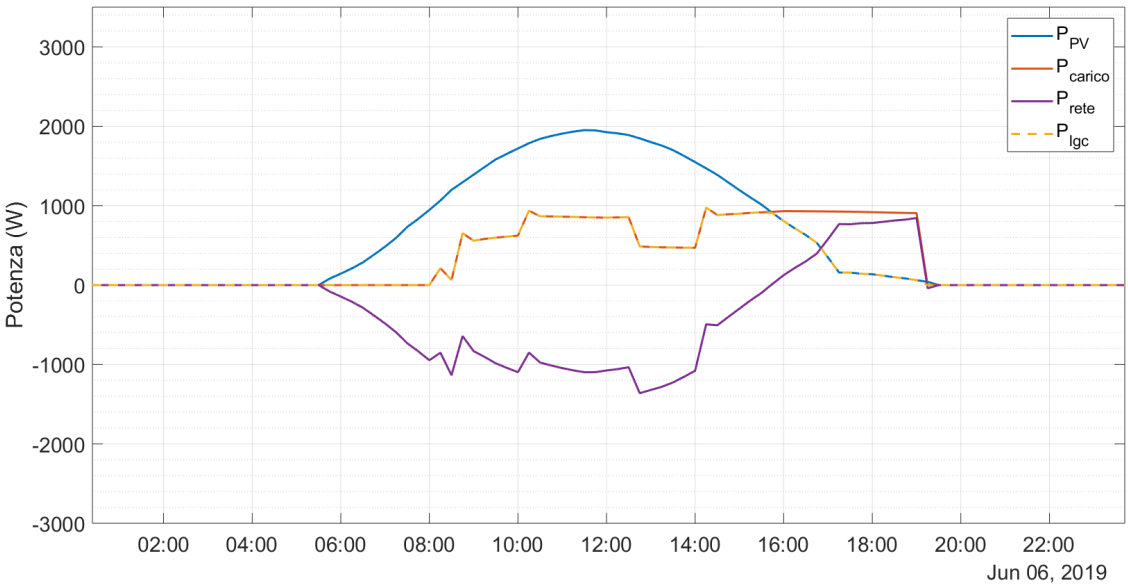



***Figura 8.2:*** *Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 2.*

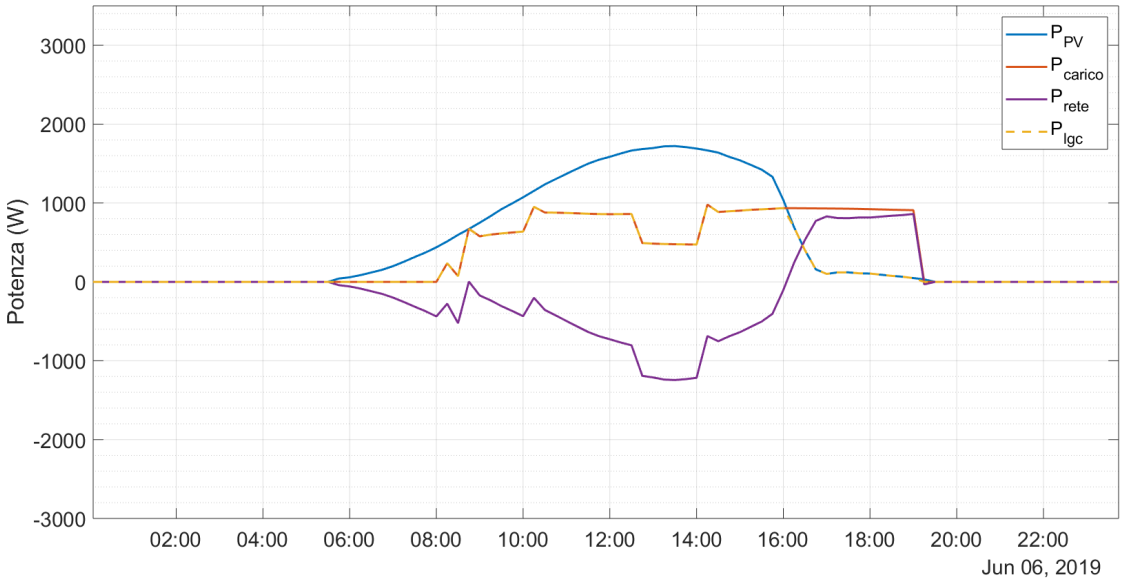



***Figura 8.3:*** *Profili di potenza del 6 giugno relativi all'unità 3.*

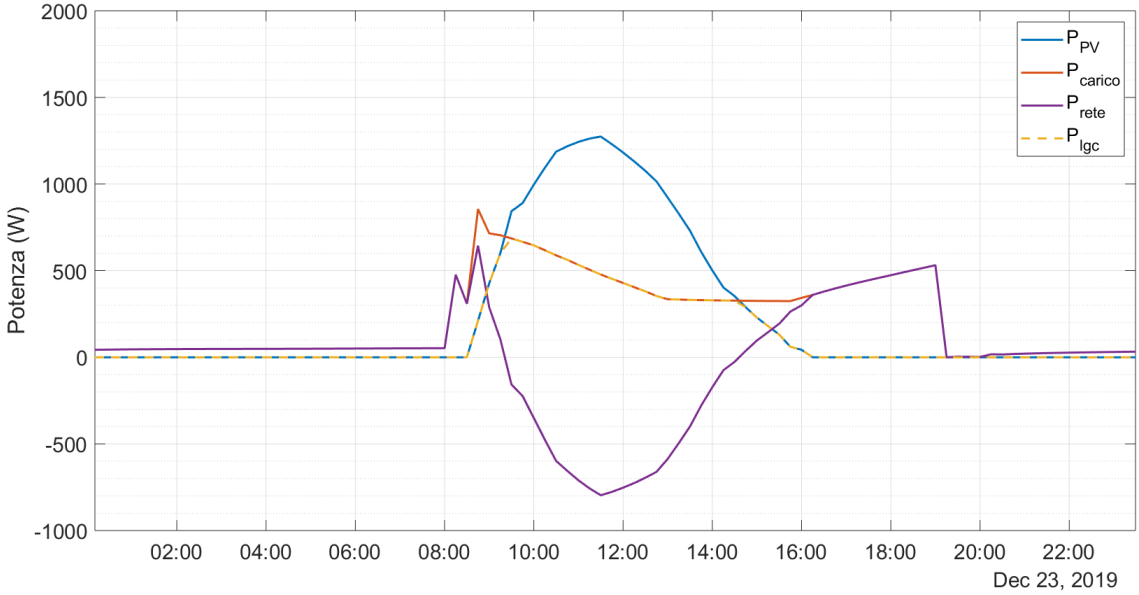



***Figura 8.4:*** *Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 1.*

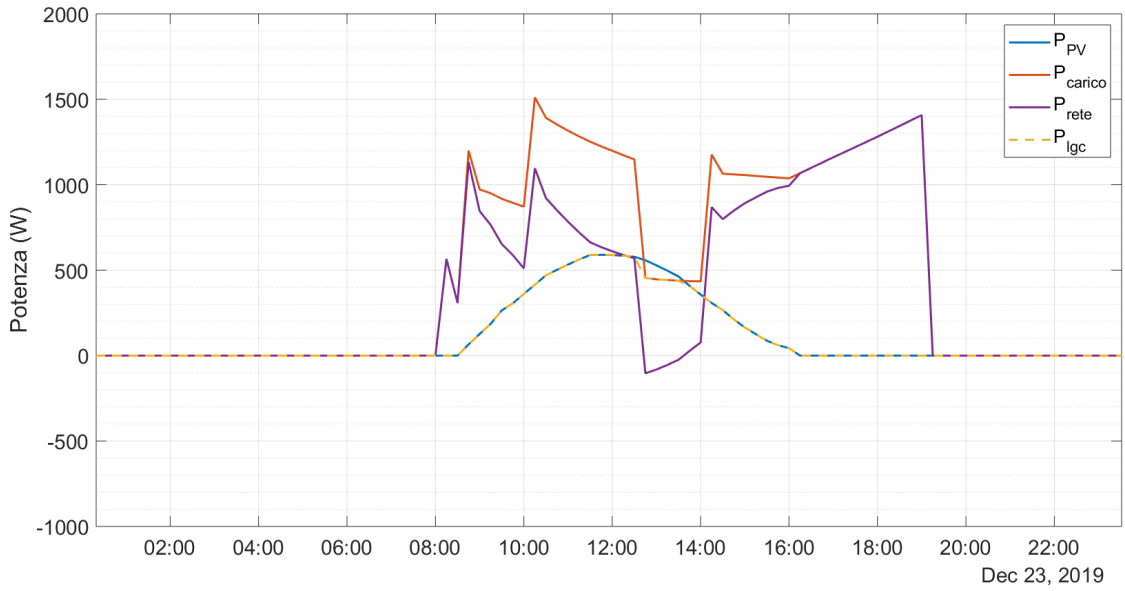



***Figura 8.5:*** *Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 2.*

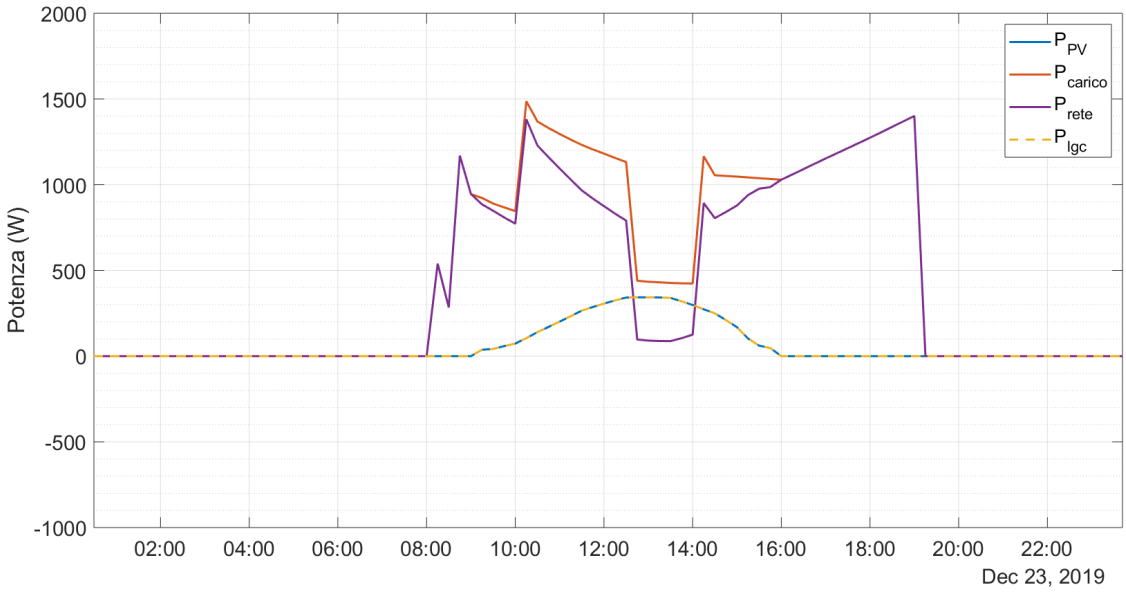



***Figura 8.6:*** *Profili di potenza del 23 dicembre relativi all'unità 3.*

Nelle figure sopra riportate sono raffigurati i profili di potenza prodotta ($P_{PV}$), consumata ($P_{carico}$) e scambiata con la rete ($P_{rete}$), con evidenza della potenza richiesta contestualmente alla produzione ($P_{lgc}$), riferiti al 6 Giugno (Figure 8.1, 8.2 e 8.3) e al 23 Dicembre (Figure 8.4, 8.5 e 8.6). Si ricorda che la convenzione utilizzata è quella dei generatori per tutte le potenze in gioco a eccezione del carico.
Dai grafici emerge che l'unita 1 nei giorni estivi soleggiati riesce a coprire quasi completamente i propri fabbisogni, mentre le altre due richiedono energia alla rete anche nel primo pomeriggio. Un'eventuale condivisione dell'energia prodotta dall'unità 1 potrebbe aumentare l'autosufficienza e l'autoconsumo globale: per esempio, alle 16:15 l'unità 1 ha un surplus di potenza prodotta di 0,46 kW che riuscirebbero a soddisfare gli 0,22 kW e gli 0,24 kW rispettivamente dell'unità 2 e 3 che, attualmente, sono prelevati dalla rete. L'accumulo, caricato con l'eccesso di produzione delle ore centrali della giornata, potrebbe coprire i fabbisogni energetici serali.
In inverno, invece, la situazione è diversa: con gli attuali impianti fotovoltaici le richieste di energia delle aule studio sono molto inferiori alle produzioni. La condivisione di energia aiuterebbe, però, a diminuire il prelievo dalla rete: per esempio, alle 11:30 l'unità 1 produce 1,27 kW, dei quali 0,80 kW sono immessi in rete mentre potrebbero in parte compensare gli 1,62 kW prelevati dalla rete dalle altre due unità. Con le attuali produzioni, nel caso invernale gli accumuli non riuscirebbero a evitare il prelievo serale dalla rete perché il surplus di produzione dell'unità 1 andrebbe a

coprire i consumi contestuali delle aule studio e non a caricare le batterie.
Se ogni unità fosse indipendente, l'energia prodotta e contestualmente consumata e quella scambiata con la rete su base annuale risulterebbero quelle riportate nella Tabella 8.2, insieme all'autosufficienza e all'autoconsumo.

***Tabella 8.2:*** *Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale in caso di utenze indipendenti.*

| | **Unità 1** | **Unità 2** | **Unità 3** | **Intero edificio** |
|---|---|---|---|---|
| $E_{lgc}$ [kWh] | 701 | 947 | 811 | 2.459 |
| $E_{rete,imp}$ [kWh] | 346 | 1.119 | 1.259 | 2.724 |
| $E_{rete,exp}$ [kWh] | 2.941 | 1.322 | 888 | 5.151 |
| ***Autosufficienza*** | ***67%*** | ***46%*** | ***39%*** | ***47%*** |
| ***Autoconsumo*** | ***19%*** | ***42%*** | ***48%*** | ***32%*** |

Le variabili $E_{lgc}$, $E_{rete,imp}$ e $E_{rete,exp}$ riportate nella Tabella 8.2 sono rispettivamente l'energia autoprodotta e contestualmente consumata, calcolata come spiegato nel sezione 6.2, l'energia prelevata dalla rete e l'energia immessa in rete.
L'autosufficienza più elevata è quella dell'unità 1 (67%), ma essa ha bisogno della rete per l'enorme eccedenza di energia (autoconsumo pari solo al 19%). Le autosufficienze delle altre unità sono inferiori (valori al di sotto del 50%), mentre gli autoconsumi sono più elevati essendo le produzioni più basse dei consumi o comparabili a essi.
L'autosufficienza delle unità 2 e 3 è bassa per due motivi: l'energia prodotta nelle ore centrali della giornata dalle singole aule studio è inferiore al loro fabbisogno e per l'assenza di coordinazione tra domanda e produzione. Come sottolineato sopra analizzando le due giornate soleggiate, nel primo caso la situazione migliorerebbe con la condivisione di energia tra le tre unità, dato il surplus energetico dell'unità 1, mentre nel secondo con l'aggiunta di un accumulo per sincronizzare consumi e disponibilità di energia.
La necessità di un sistema di accumulo è dimostrata anche dai valori di autoconsumo annuali dalle aule studio. L'autoconsumo della aula studio 1 (unità 2) è minore di quello dell'aula studio 2 (unità 3), nonostante la produzione della prima sia maggiore (vedi Tabella 8.1), mentre i consumi sono caratterizzati da profili giornalieri identici. Infatti, un incremento di produzione del 34% dell'aula 1 rispetto alla 2, risulta in un aumento di energia consumata contestualmente solo del 17%. Ciò significa che una parte della richiesta di energia non è contemporanea alla produzione. Perciò,

l'eventuale condivisione di energia condurrà certamente a un miglioramento, ma è evidente la necessità di accumulare parte di essa per utilizzarla in ore diverse da quelle della produzione fotovoltaica.

Nel complesso, il modulo PVZEN ha un valore di autosufficienza e autoconsumo compresi tra i valori massimi e minimi imposti dalle singole unità. I valori riferiti all'intero edificio non sono frutto di una media aritmetica, ma sono valutati sulle energie prodotte e consumate totali.

Nella Tabella 8.2 sono riportati i valori di autosufficienza e autoconsumo su base annuale, ma essi variano con la stagione (vedi Figure 8.7 e 8.8). In particolare, l'autosufficienza ha una variabilità più marcata, raggiungendo valori elevati nella stagione estiva: una maggiore produzione fa sì che si riescano a coprire maggiormente i fabbisogni dell'edificio. L'autoconsumo, invece, non ha dei picchi accentuati in quanto, escludendo i mesi di aprile, ottobre e agosto caratterizzati da bassi consumi energetici, l'andamento di $E_{lgc}$ e di $E_{PV}$ è simile ed essendo l'autoconsumo il loro rapporto, non emerge una differenza sensibile tra i mesi dell'anno.
Una considerazione deve essere fatta sui valori di autosufficienza e autoconsumo di agosto: per qualsiasi configurazione studiata, l'autosufficienza è circa pari al 100% e l'autoconsumo attorno al 4%. Questo perché la struttura è chiusa per l'intero mese e l'unico consumo consiste nel raffrescamento, il quale richiede poca energia se confrontata con gli altri mesi estivi dato il *set point* di 35 °C.

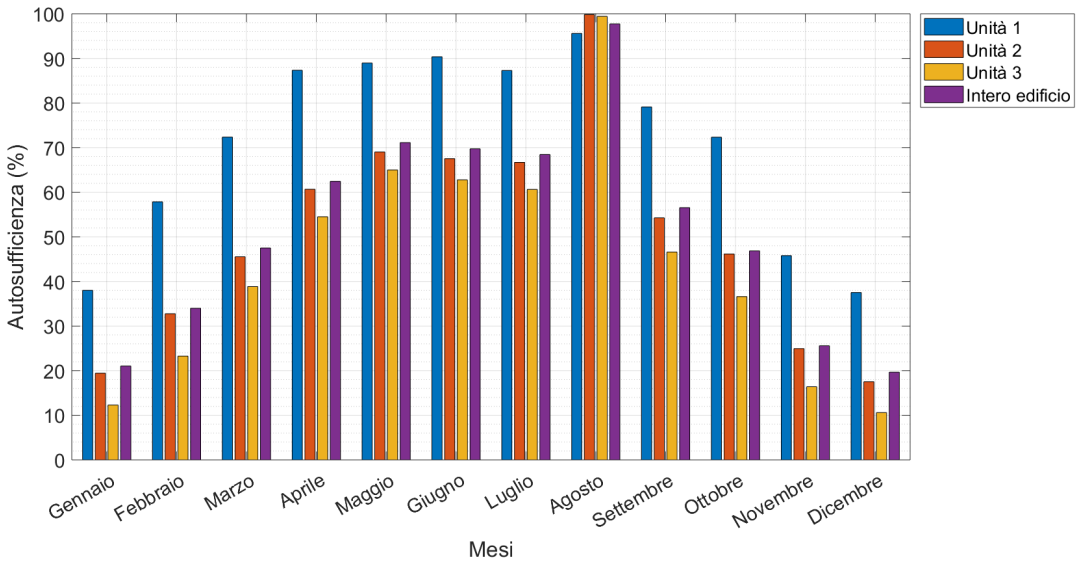



***Figura 8.7:*** *Valori mensili di autosufficienza in caso di utenze indipendenti.*

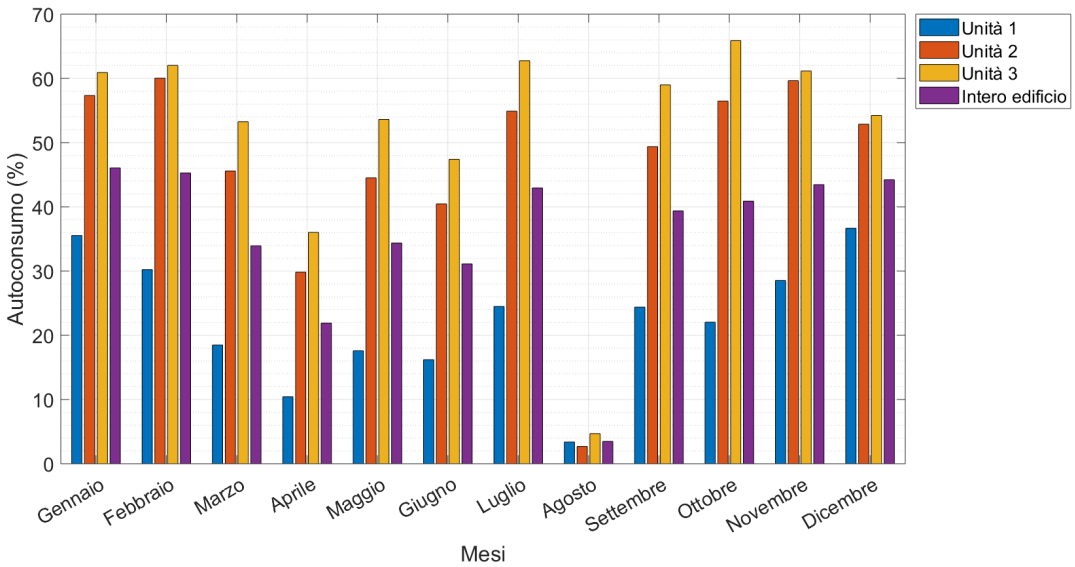


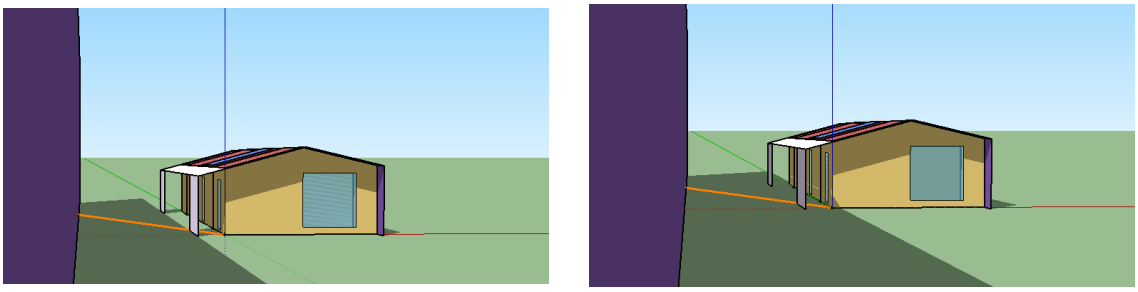

***Figura 8.8:*** *Valori mensili di autoconsumo in caso di utenze indipendenti.*

### 8.1.1 Verifica dei requisiti NZEB

In questa sottosezione è illustrata la verifica di alcuni dei requisiti che gli edifici a energia quasi zero sono tenuti a rispettare. Sono stati determinati i parametri imposti dalla normativa e descritti nella sottosezione 3.3.1, ma per il calcolo delle grandezze richieste sono state utilizzate delle metodologie ritenute adeguate, sebbene diverse da quelle indicate. Per esempio, le informazioni inerenti al fabbisogno termico sono state estrapolate dalla simulazione dinamica effettuata con *EnergyPlus* e non da una simulazione di tipo stazionario.

Note le trasmittanze delle pareti opache e delle superfici trasparenti, è stato possibile calcolare il valore del coefficiente medio di scambio globale per trasmissione per unità di superficie $H'_T$. Esso è risultato essere pari a 0,20 W/m$^2$/K e, quindi, minore del valore massimo ammissibile di 0,50 W/m$^2$/K previsto per un rapporto $S/V$ uguale a 0,85 nella zona E (vedi Tabella 3.1).
A rigore si sarebbe dovuto tener conto anche dei ponti termici. Tuttavia, considerato che si tratta di un edificio ad elevate prestazioni energetiche, esso è stato progettato avendo l'accortezza di minimizzarli e sicuramente conteggiarli nel calcolo del coefficiente non comporterebbe un incremento di 2,5 volte il valore di $H'_T$ ottenuto, causando il superamento del limite massimo.

Per il calcolo dell'area solare estiva equivalente $A_{sol,est}$ di ogni finestra, il fattore di ombreggiamento $F_{sh,ob}$ è stato ricavato da *EnergyPlus*, il fattore di esposizione $F_W$, che moltiplicato per $g_{gl,n}$ ha permesso il calcolo di $g_{gl+sh}$, è stato ricavato per interpolazione dal Prospetto 20 della UNI/TS 11300–1 e il fattore di correzione dell'irraggiamento incidente $F_{sol,est}$ è stato valutato sulla base degli irraggiamenti ottenuti dall'atlante della radiazione solare messo a disposizione da ENEA [82].
Il valore di $A_{sol,est}$ complessivo è risultato pari a 2,06 m$^2$ che, rapportato alla superficie calpestabile, fornisce un valore di 0,021, inferiore al valore massimo di 0,040 ammesso per questa categoria di edificio (vedi Tabella 3.2).
Nonostante non siano state previste schermature per le superfici trasparenti nella stagione estiva, il limite è rispettato grazie all'ombreggiamento causato dalle ostruzioni che impediscono alla radiazione diretta di raggiungere le finestre: infatti, le porte-finestre hanno un $F_{sh,ob}$ pari a zero nel mese di luglio in quanto esposte a Nord-Ovest (non vengono irradiate durante il mattino), nel primo pomeriggio vengono ombreggiate dalla tettoia sopra gli ingressi e, successivamente, dalla parete dell'edifico I3P, come illustrato nella Figura 8.9.



***(a)*** *15 luglio, ore 15:00 (UTC+1).* ***(b)*** *15 luglio, ore 15:25 (UTC+1).*

***Figura 8.9:*** *Edificio PVZEN negli istanti in cui l'ombreggiamento delle porte-finestre a opera della tettoia viene sostituito da quello causato dall'edificio I3P.*

La potenza elettrica specifica da fonte rinnovabile fotovoltaica è stata calcolata come descritto dalla seguente equazione:

$$\frac{P_{el,ren}}{A_{pianta}} = \frac{8{,}64\ kW}{120{,}0\ m^2} = 0{,}07\ \frac{kW}{m^2} \tag{8.1}$$

dove $A_{pianta}$ è stata calcolata proiettando la sagoma dell'edificio a livello del terreno (7,30 m × 16,44 m). Il risultato ottenuto è nettamente superiore al valore minimo di 0,02 kW/m$^2$, in vigore dal 1° gennaio 2017 [61].

Infine, è stata valutata la quota di energia rinnovabile a copertura dei consumi di riscaldamento e raffrescamento. I valori di energia primaria sono stati valutati mensilmente, a partire da quanto ottenuto dalle simulazioni effettuate con *EnergyPlus*, e poi sommati per calcolare i valori annuali.
L'energia fotovoltaica associata al riscaldamento e al raffrescamento è stata calcolata pesando l'energia autoconsumata, valutata per il caso base analizzato in questa sezione, sulla base della percentuale del fabbisogno totale di energia elettrica impiegata per soddisfare i consumi associati ai due servizi. Il valore così ottenuto coincide con l'energia primaria rinnovabile fotovoltaica: infatti, il fattore di conversione in energia primaria rinnovabile, che coincide con quello totale, relativo al vettore elettrico prodotto con questa tecnologia è pari a 1.
Inoltre, nell'energia primaria rinnovabile rientrano l'energia termica estratta dall'aria attraverso la pompa di calore in assetto invernale, a cui corrisponde un fattore di conversione solamente rinnovabile pari a 1, e una parte dell'energia primaria associata all'elettricità prelevata dalla rete. Il fattore di conversione totale relativo all'energia elettrica proveniente dalla rete è pari a 2,42 ed è dato dalla somma del fattore rinnovabile (0,47) e quello non rinnovabile (1,95). [59]
Nella Tabella 8.3 sono elencati i valori di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile associati ai vari vettori energetici.

***Tabella 8.3:*** *Energia primaria ($E_P$) associata ai servizi di riscaldamento e raffrescamento.*

| **Servizio** | **Vettore energetico** | $E_P$ **[kWh]** |
|---|---|---|
| **Riscaldamento** | Energia termica dall'ambiente esterno - pompa di calore | 1.750,3 |
| | Energia elettrica prodotta da fotovoltaico | 228,5 |
| | Energia elettrica da rete (quota rinnovabile) | 303,9 |
| | Energia elettrica da rete (quota non rinnovabile) | 1.260,9 |
| **Raffrescamento** | Energia elettrica prodotta da fotovoltaico | 497,5 |
| | Energia elettrica da rete (quota rinnovabile) | 108,6 |
| | Energia elettrica da rete (quota non rinnovabile) | 450,8 |

Essendo l'energia primaria rinnovabile pari a 2.888,7 kWh/anno e quella totale pari

a 4.600,4 kWh/anno, la quota rinnovabile annuale associata al riscaldamento e al raffrescamento è risultata essere 62,8%, valore superiore al minimo previsto per gli edifici pubblici (55%). [61]

I requisiti relativi agli edifici a energia quasi zero stimati in questa sottosezione sono riassunti nella Tabella 8.4.

***Tabella 8.4:*** *Parametri di prestazione energetica relativi all'edificio PVZEN e confronto con i valori limite specifici.*

| **Parametro** | **Valore ottenuto** | **Verifica requisito minimo** |
|---|---|---|
| $H'_T$ | 0,20 W/m$^2$/K | 0,20 W/m$^2$/K $\leq$ 0,50 W/m$^2$/K |
| $A_{sol,est}/A_{sup\,utile}$ | 0,021 | 0,021 $\leq$ 0,040 |
| $QR$ | 62,8% | 62,8% $\geq$ 55% |
| $P_{el,ren}/A_{pianta}$ | 0,07 kW/m$^2$ | 0,07 kW/m$^2$ $\geq$ 0,02 kW/m$^2$ |

## 8.2 Installazione degli accumuli

In un secondo momento si è ipotizzato che ognuna delle aule studio, caratterizzate da un'autosufficienza inferiore a quella raggiunta dall'unità 1, potesse dotarsi di un sistema di accumulo. Le caratteristiche delle due batterie prese in considerazione, tra loro identiche, sono state discusse nella sezione 6.3.

Nella Tabella 8.5 sono riportati i valori di energia prodotta e contestualmente consumata e quella scambiata con la rete e i valori di autosufficienza e autoconsumo su base annuale. Il valore di capacità specificato nella tabella si riferisce alla somma delle energie immagazzinabili nei due sistemi di accumulo, quindi, ogni aula studio ha una batteria con una capacità pari alla metà.

***Tabella 8.5:*** *Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale per varie taglie degli accumuli.*

| **Capacità batterie** | | **Unità 1** | **Unità 2** | **Unità 3** | **Intero edificio** |
|---|---|---|---|---|---|
| 4,8 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 701 | 1.252 | 1.064 | 3.018 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 346 | 814 | 1.005 | 2.165 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 2.941 | 1.004 | 623 | 4.568 |
| | ***Autosufficienza*** | ***67%*** | ***61%*** | ***51%*** | ***58%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***19%*** | ***55%*** | ***63%*** | ***40%*** |
| 9,6 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 701 | 1.363 | 1.148 | 3.211 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 346 | 704 | 922 | 1.972 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 2.941 | 888 | 536 | 4.364 |
| | ***Autosufficienza*** | ***67%*** | ***66%*** | ***55%*** | ***62%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***19%*** | ***60%*** | ***68%*** | ***42%*** |
| 14,4 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 701 | 1.423 | 1.203 | 3.327 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 346 | 643 | 867 | 1.856 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 2.941 | 824 | 477 | 4.241 |
| | ***Autosufficienza*** | ***67%*** | ***69%*** | ***58%*** | ***64%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***19%*** | ***63%*** | ***71%*** | ***44%*** |
| 19,2 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 701 | 1.464 | 1.244 | 3.408 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 346 | 603 | 826 | 1.775 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 2.941 | 780 | 433 | 4.154 |
| | ***Autosufficienza*** | ***67%*** | ***71%*** | ***60%*** | ***66%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***19%*** | ***64%*** | ***73%*** | ***45%*** |

L'aggiunta dei due sistemi di accumulo da 2,4 kWh incrementa l'energia consumata contestualmente alla produzione del 23% rispetto al caso base. Incrementando di volta in volta le singole batterie di 2,4 kWh (un modulo), che equivale ad aumentare di 4,8 kWh la capacità a livello di edificio, $E_{lgc}$ aumenta in percentuale sempre più bassa: passando da 4,8 kWh a 9,6 kWh si ha un incremento del 6,4%, da 9,6 kWh a 14,4 kWh del 3,6% e da 14,4 kWh a 19,2 kWh del 2,4%.
Dai risultati ottenuti si può concludere che l'incremento di capacità delle batterie è legittimo finché comporta un adeguato aumento delle prestazioni energetiche che ne giustifichino l'aumento del costo d'investimento. Anche se in questa tesi non si entra nel merito di analisi economiche, è facilmente intuibile che la taglia ottimale dell'accumulo dovrebbe essere un compromesso tra performance e costo.

## 8.3 Condivisione di energia

Il caso più semplice di comunità energetica ipotizzato prevede la sola condivisione di energia tra le unità.
Nelle Figure 8.10 e 8.11 sono illustrati i valori di autosufficienza e autoconsumo mensili e, da un confronto con le Figure 8.7 e 8.8, si può notare un miglioramento in tutti mesi di funzionamento della struttura.
Non avendo ipotizzato una logica di scambio, i valori sono stati valutati a livello di intero edificio PVZEN.

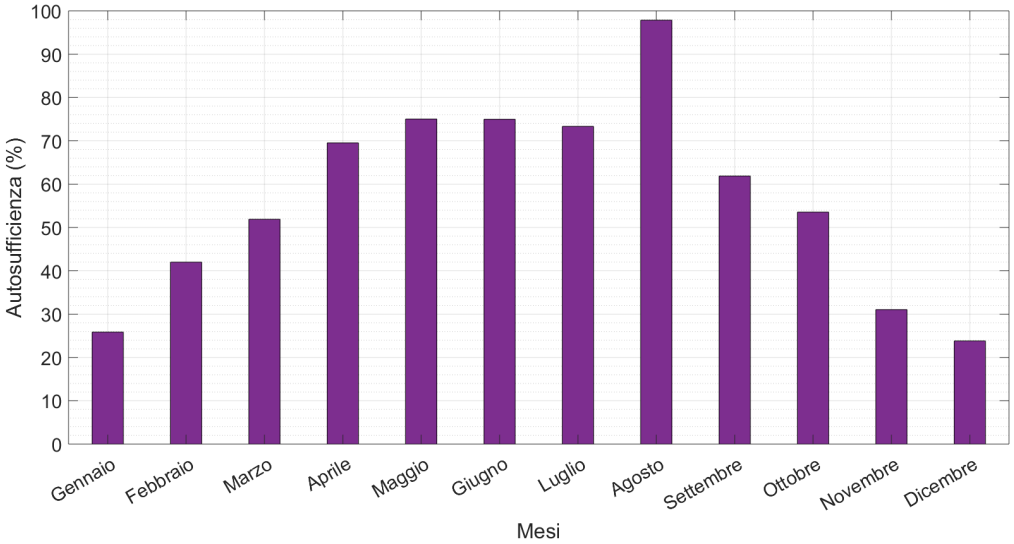



***Figura 8.10:*** *Valori mensili di autosufficienza in caso di condivisione di energia.*

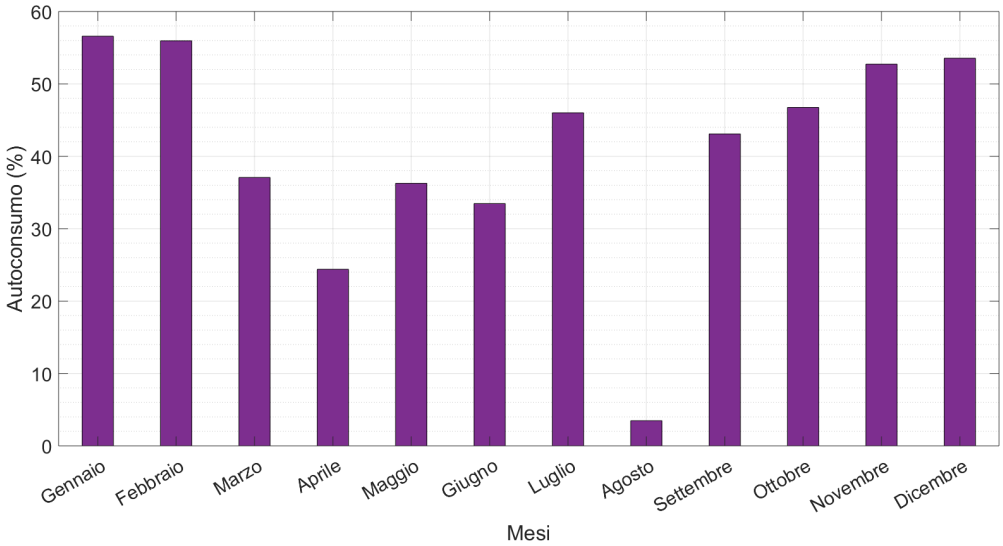



***Figura 8.11:*** *Valori mensili di autoconsumo in caso di condivisione di energia.*

Nel caso in cui sia consentito lo scambio di energia tra le tre unità, l'energia autoconsumata e l'energia immessa e prelevata dalla rete su base annuale sono quelle riportate nella Tabella 8.6.

***Tabella 8.6:*** *Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale in caso di condivisione di energia.*

| | **Intero edificio** |
|---|---|
| $E_{lgc}$ [kWh] | 2.735 |
| $E_{rete,imp}$ [kWh] | 2.448 |
| $E_{rete,exp}$ [kWh] | 4.875 |
| ***Autosufficienza*** | ***53%*** |
| ***Autoconsumo*** | ***36%*** |

Un confronto con il caso base in termini di $E_{lgc}$ annuale evidenzia un incremento dell'11% apportato dalla condivisione.
Sulla base dei risultati riassunti nelle Tabelle 8.2, 8.5 e 8.6, si può concludere che la presenza di sistemi di accumulo senza la condivisione di energia comporta il mancato sfruttamento dell'eccesso di produzione fotovoltaica dell'unità 1, ma migliora i valori di autosufficienza e autoconsumo in misura maggiore della semplice condivisione.

## 8.4 Condivisione di energia in presenza di sistemi di accumulo

Date le considerazioni conclusive della sezione precedente, si è deciso di analizzare il caso in cui le unità possono scambiare energia tra di loro e l'edificio sia dotato di sistemi di accumulo comuni.
Come nel caso della semplice condivisione di energia, anche qui sono state fatte considerazioni ragionando con gli aggregati dei profili di produzione e di carico e, quindi, su valori di autosufficienza e autoconsumo riferiti all'intero modulo abitativo. Lavorando sui profili aggregati, automaticamente si impone la priorità della condivisione energetica sullo scambio di energia con l'accumulo e con la rete.
Nella Tabella 8.7 sono riportati i valori annuali di autosufficienza e autoconsumo, insieme all'energia consumata contestualmente alla produzione e quella scambiata con la rete.

***Tabella 8.7:*** *Energia prodotta e contestualmente consumata, energia scambiata con la rete, autosufficienza e autoconsumo su base annuale per varie taglie degli accumuli in caso di condivisione del surplus energetico.*

| **Capacità batterie** | | **Intero edificio** |
|---|---|---|
| 4,8 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 3.480 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 1.703 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 4.100 |
| | ***Autosufficienza*** | ***67%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***46%*** |
| 9,6 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 3.761 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 1.422 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 3.804 |
| | ***Autosufficienza*** | ***73%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***49%*** |
| 14,4 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 3.892 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 1.291 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 3.666 |
| | ***Autosufficienza*** | ***75%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***51%*** |
| 19,2 kWh | $E_{lgc}$ [kWh] | 3.986 |
| | $E_{rete,imp}$ [kWh] | 1.197 |
| | $E_{rete,exp}$ [kWh] | 3.566 |
| | ***Autosufficienza*** | ***77%*** |
| | ***Autoconsumo*** | ***52%*** |

In questo caso l'incremento di $E_{lgc}$ a livello di intero edificio rispetto al caso base è pari a 42% con una capacità di accumulo complessiva di 4,8 kWh. Anche qui, l'aumento lineare della capacità, non comporta il medesimo comportamento per le prestazioni energetiche: passando da 4,8 kWh a 9,6 kWh l'energia consumata contestualmente alla produzione aumenta dell'8,1%, da 9,6 kWh a 14,4 kWh del 3,5% e da 14,4 kWh a 19,2 kWh del 2,4%.

Confrontando i valori delle Tabelle 8.5 e 8.7 è evidente il miglioramento apportato dall'aggiunta della condivisione di energia, a parità di capacità di accumulo. Per esempio, confrontando il caso con 4,8 kWh di batteria, $E_{lgc}$ aumenta del 15% quando viene preso in considerazione lo scambio di energia tra le unità.

Inoltre, confrontando questa percentuale con l'11% ottenuto nella sezione 8.3 (comunità con semplice scambio di energia rispetto al caso base), si deduce che l'energia condivisa in parte viene utilizzata direttamente dalle unità che da indipendenti erano

in deficit, in parte viene caricata negli accumuli comportando un ulteriore incremento di $E_{lgc}$.
Per meglio confrontare la differenza di autosufficienza e autoconsumo tra le configurazioni con e senza condivisione di energia si rimanda alla Figura 8.12 sottostante, la quale riporta $E_{lgc}$ dell'intero edificio in funzione delle capacità di accumulo.

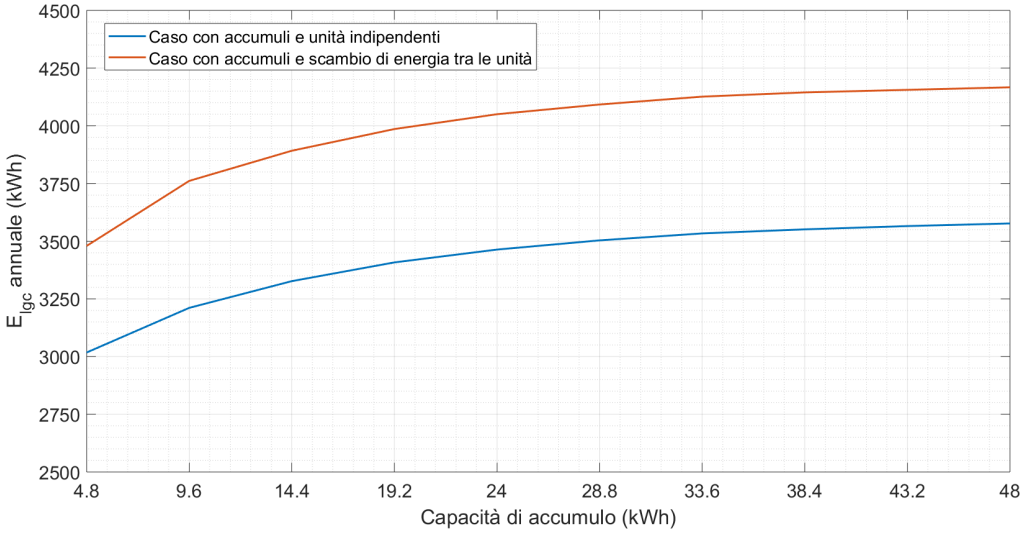



***Figura 8.12:*** *Energia autoconsumata contestualmente alla produzione in funzione della capacità di accumulo complessivamente installata.*

## 8.5 Considerazioni finali

Dall'analisi delle quattro configurazioni affrontata nelle sezioni precedenti e riassunta nella Tabella 8.8, si può concludere che è energeticamente più conveniente la formazione di una piccola comunità energetica dotata di sistemi di accumulo.

***Tabella 8.8:*** *Sintesi dei risultati di autosufficienza e autoconsumo relativi all'intero edificio.*

| | **Autosufficienza** | | **Autoconsumo** | |
|---|---|---|---|---|
| **Capacità complessiva accumulo [kWh]** | **Senza condivisione di energia** | **Con condivisione di energia** | **Senza condivisione di energia** | **Con condivisione di energia** |
| 0 | 47% | 53% | 32% | 36% |
| 4,8 | 58% | 67% | 40% | 46% |
| 9,6 | 62% | 73% | 42% | 49% |
| 14,4 | 64% | 75% | 44% | 51% |
| 19,2 | 66% | 77% | 45% | 52% |

Risulta, però, lecito chiedersi quale delle varie taglie di accumulo sia quella ottimale. Essa dovrebbe essere frutto di un compromesso tra un valore soddisfacente di autosufficienza e autoconsumo e il raggiungimento di un risparmio economico per gli utenti rispetto al caso tradizionale di unità tra loro indipendenti. Ciò equivale a dire che dovrebbe garantire un vantaggio sia energetico che economico.
Basandosi solo sugli aspetti energetici oggetto di questo lavoro di tesi, si osserva che la taglia ottimale è 9,6 kWh. Infatti, come illustrato nella Figura 8.12 ed evidenziato maggiormente dalla Figura 8.13, aumentare la capacità oltre quel valore comporta un miglioramento sempre meno significativo in termini di autosufficienza e autoconsumo.
Dalla Figura 8.12 si può ricavare che se si decidesse, per esempio, di raddoppiare l'accumulo raggiungendo i 19,2 kWh, $E_{lgc}$ incrementerebbe solo del 6,0% rispetto al caso in cui la capacità è pari a 9,6 kWh, mentre il costo associato alla batteria sarebbe all'incirca il doppio.

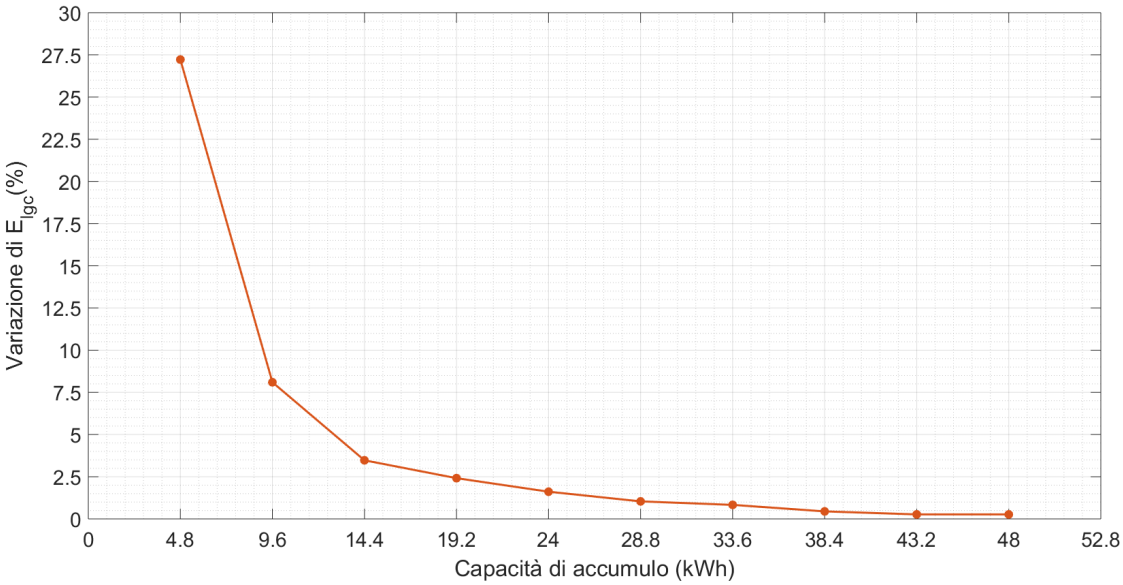



***Figura 8.13:*** *Incremento percentuale di $E_{lgc}$ ottenuto aumentando la capacità dell'accumulo con un passo di 4,8 kWh.*

Sull'asse $y$ della Figura 8.13 è riportata la differenza di $E_{lgc}$ che si ottiene aumentando di volta in volta la capacità di 4,8 kWh rapportata al valore di $E_{lgc}$ precedente all'incremento. Dal grafico si può osservare che 9,6 kWh rappresenta il punto della curva la cui tangente è caratterizzata dalla pendenza maggiore: il tasso di variazione delle prestazioni oltre questo valore diminuisce facendo tendere la curva asintoticamente a 0.

Bisogna notare, però, che l'edificio è ancora lontano dal raggiungimento dell'indipendenza dalla rete: su base annuale l'autosufficienza raggiunta con 9,6 kWh nella configurazione di comunità è pari al 73% e l'autoconsumo è del 49%. Un miglioramento della situazione si potrebbe ottenere se il carico dell'edificio dovesse diminuire a seguito della progettazione degli impianti di riscaldamento, raffrescamento e ventilazione.

Di seguito si propone l'analisi di quella che si è ritenuta essere la soluzione ottimale di comunità energetica.

### 8.5.1 Analisi dei profili giornalieri

Per l'analisi dei profili di potenza di alcune giornate significative sono stati selezionati dei giorni soleggiati e altri nuvolosi in grado di rappresentare tutte le stagioni. L'analisi della stagione autunnale è stata omessa perché simile per produzione e carichi a quella primaverile.
Nei grafici sono riportati i valori di potenza, assunti costanti nel quarto d'ora, di produzione fotovoltaica (in blu), di carico elettrico (in rosso), caricata o scaricata dalle batterie (in verde), prelevata o immessa in rete (in viola) e consumata contestualmente alla produzione (linea tratteggiata in giallo). Si ricorda che nella potenza autoconsumata rientra anche quella prelevata dall'accumulo e che la convenzione utilizzata per i segni delle varie potenze è quella dei generatori, a eccezione del carico.

Le giornate soleggiate estiva e invernale selezionate sono le stesse analizzate nella sezione 8.1 per il caso base al fine di dimostrare che le considerazioni sugli effetti dell'aggiunta degli accumuli e dello scambio di energia tre le unità si sono rivelate corrette.
Difatti, il 6 giugno (Figura 8.14) è caratterizzato da un'autosufficienza del 100% grazie alla carica dell'accumulo nella mattinata e la scarica nel pomeriggio. La notevole immissione in rete, però, comporta un valore di autoconsumo del 43%.
Il 23 dicembre (Figura 8.15) l'autoconsumo è pari al 100% perché l'energia fotovoltaica viene utilizzata contestualmente alla produzione, ma la sera è necessario il prelievo dalla rete. L'autosufficienza ammonta al 65%.
Bisogna, però, notare che il valore di autosufficienza è più alto di quello medio mensile, illustrato nella Figura 8.21 della sottosezione successiva. Ciò si spiega osservando che il 22 dicembre 2019 è una domenica, quindi la struttura è chiusa, il

carico consiste solo in quello base per il riscaldamento e l'eccesso di produzione viene immagazzinato nelle batterie che, infatti, nella Figura 8.15 sono prevalentemente in fase di scarica, andando a integrare la produzione fotovoltaica. Se, invece, si analizza una giornata infrasettimanale come il 12 dicembre (Figura 8.16), si può notare che le batterie riescono ad accumulare un quantitativo di energia esiguo nella fascia oraria con bassa occupazione delle aule studio e la maggior parte del deficit di energia viene prelevato dalla rete. L'autosufficienza si attesta sul 38%, mentre l'autoconsumo nuovamente sul 100%.

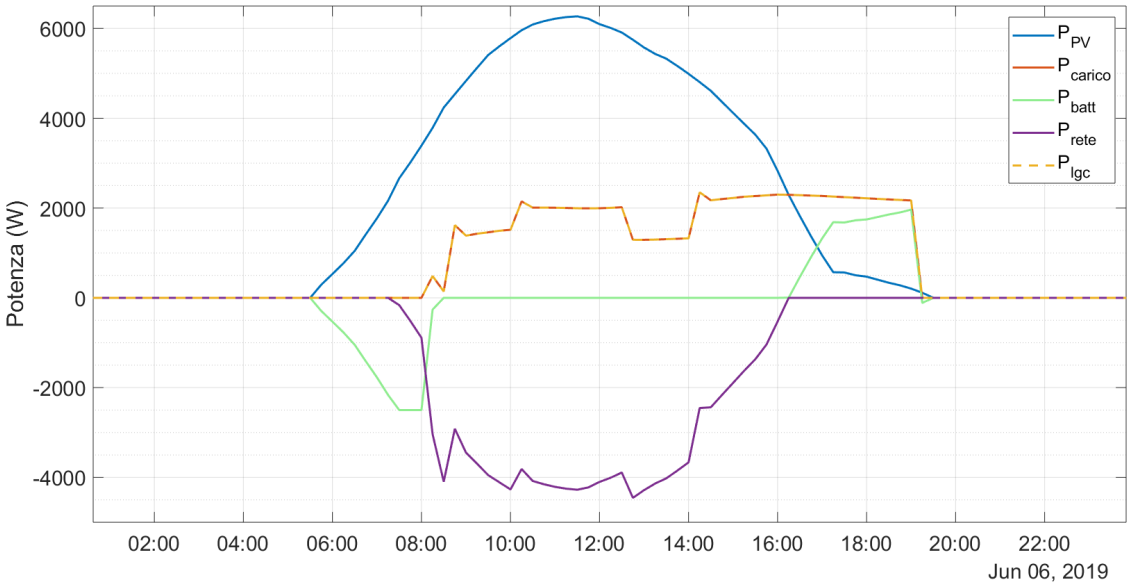



***Figura 8.14:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 6 giugno.*

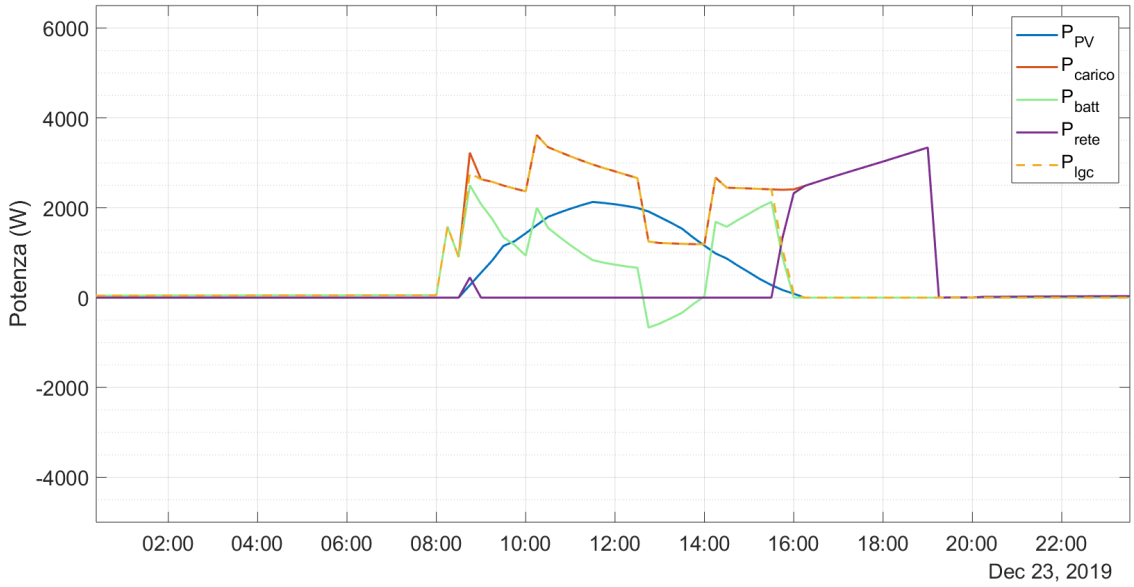



***Figura 8.15:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 23 dicembre.*

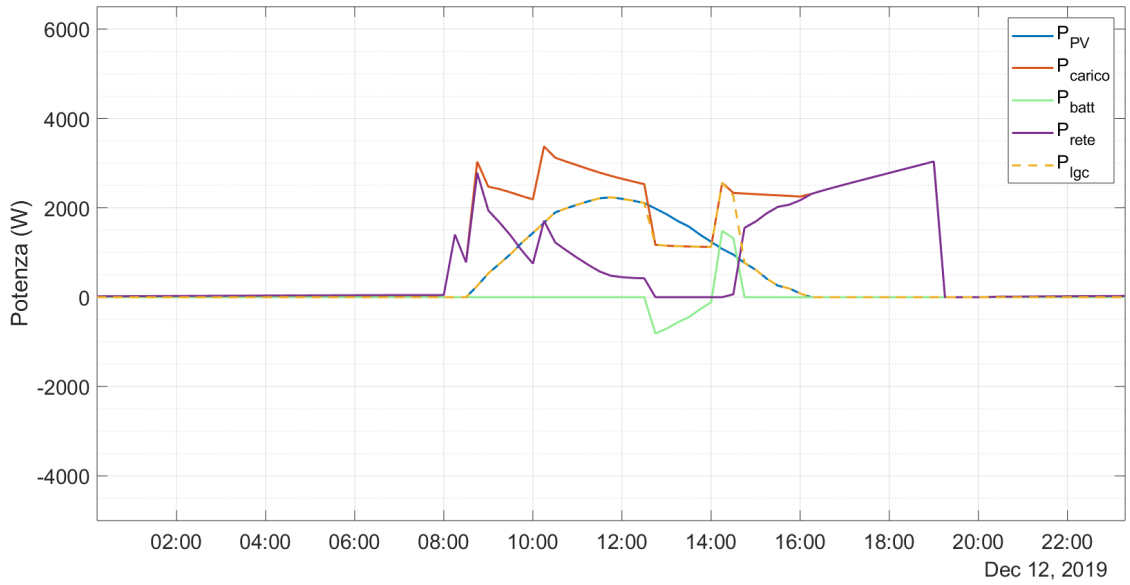



***Figura 8.16:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 12 dicembre.*

Nelle giornate estive e invernali nuvolose, invece, i profili si presentano come quelli nelle Figure 8.17 e 8.18.

Il 26 giugno i carichi, seppure minori di quelli del 6 giugno per la temperatura esterna più bassa, non vengono interamente coperti dalla produzione: l'autosufficienza è pari al 69%, mentre l'autoconsumo è del 100% perché il poco eccesso di energia carica l'accumulo e nulla è immesso in rete.

Il 10 dicembre, invece, i carichi sono più elevati per l'abbassamento della temperatura esterna dovuta alle condizioni atmosferiche. La produzione solare quasi nulla riesce a coprire una piccolissima parte dei consumi (autosufficienza del 5%), mentre l'autoconsumo è ovviamente del 100%. Le batterie non scambiano energia con le unità: la produzione viene completamente utilizzata dalle utenze e non carica gli accumuli, i quali rimangono allo stato di carica minimo per tutta la giornata.

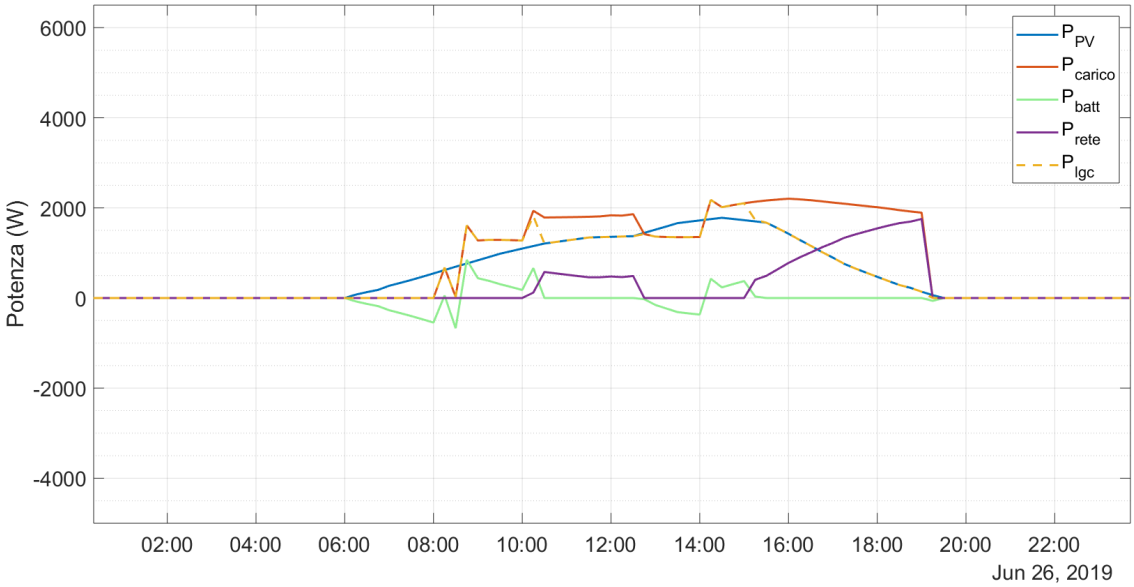



***Figura 8.17:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 26 giugno.*

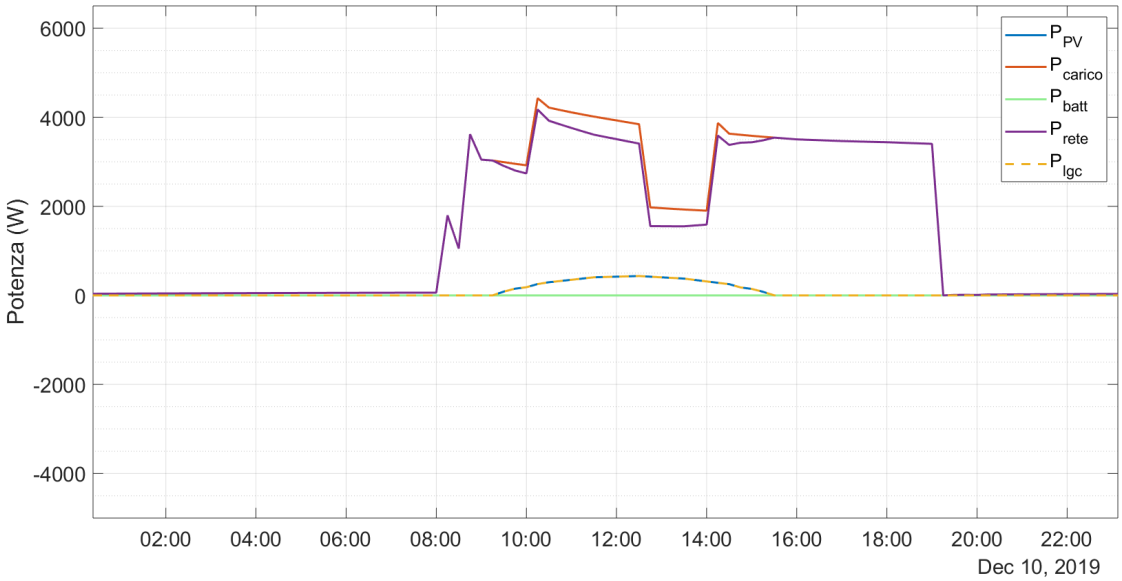



***Figura 8.18:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 10 dicembre.*

Nei giorni primaverili e autunnali la situazione è una via di mezzo tra le giornate estive e invernali. Nelle giornate soleggiate è possibile raggiungere l'autosufficienza completa, come nel caso del 22 marzo (Figura 8.19), con un autoconsumo più elevato del caso estivo perché la produzione è minore (63% in questo caso specifico). Se, però, la giornata non è soleggiata, la situazione è molto simile a quella invernale: per esempio, il 15 marzo (Figura 8.20) l'autosufficienza è del 21% e la bassa produzione è impiegata completamente dalle utenze (autoconsumo del 100%).

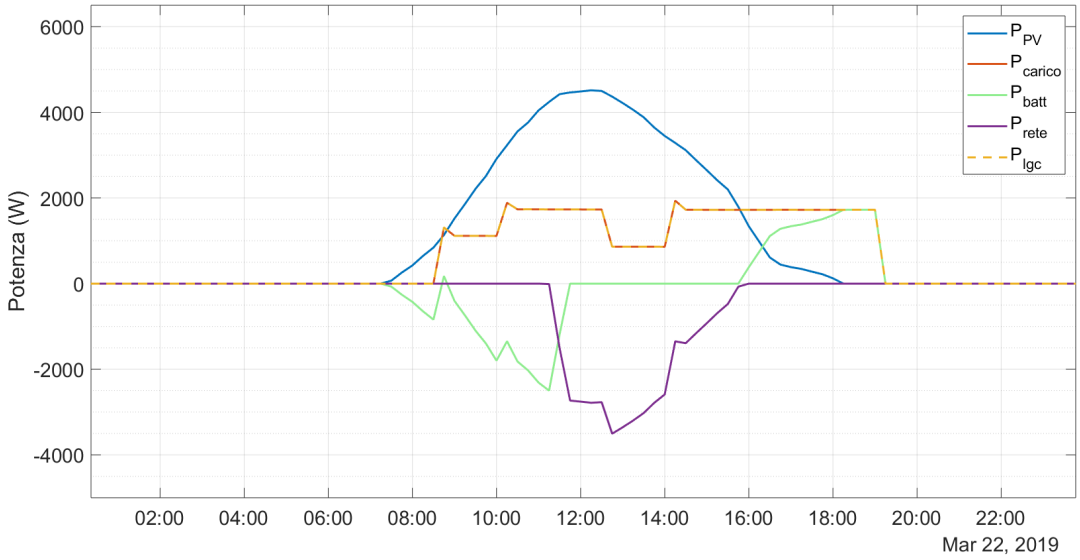



***Figura 8.19:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 22 marzo.*

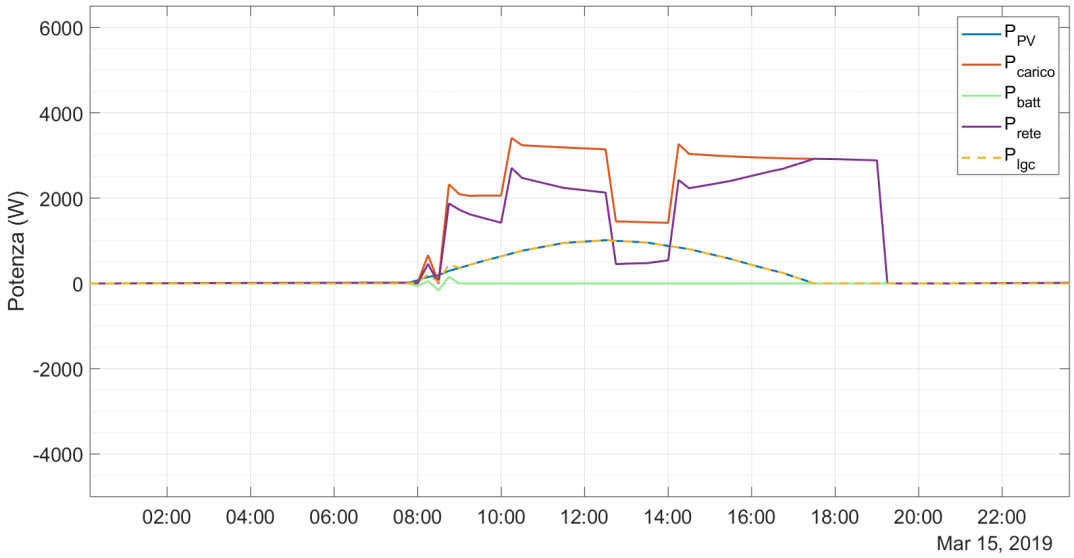



***Figura 8.20:*** *Profili di potenza giornalieri relativi al 15 marzo.*

### 8.5.2 Autosufficienza e autoconsumo mensili

Gli istogrammi delle Figure 8.21 e 8.22 riportano i valori mensili di autosufficienza e autoconsumo nel caso di comunità con 9,6 kWh di accumulo.
Si può notare che i valori di autosufficienza da aprile ad agosto sono superiori al 95%, mentre negli altri mesi sono decisamente inferiori toccando il minimo a dicembre con un valore pari al 33%.
L'autoconsumo, invece, assume valori più elevati nei mesi invernali raggiungendo il massimo valore (84%) a gennaio, mentre il minimo si ha ad aprile (34%), se si trascura il 3,6% di agosto, mese di chiusura della struttura.
Come confermato dall'analisi giornaliera della sottosezione precedente, le giornate estive sono caratterizzate da un'autosufficienza tendente al 100%, ma un prelievo consistente dalla rete in quelle invernali abbassa il valore annuale al 73%. Per quanto concerne l'autoconsumo la situazione è opposta: l'elevata produzione fotovoltaica estiva fa sì che una notevole quantità di energia venga immessa in rete, mentre in inverno buona parte della produzione è utilizzata direttamente dalle unità o per la carica dell'accumulo.

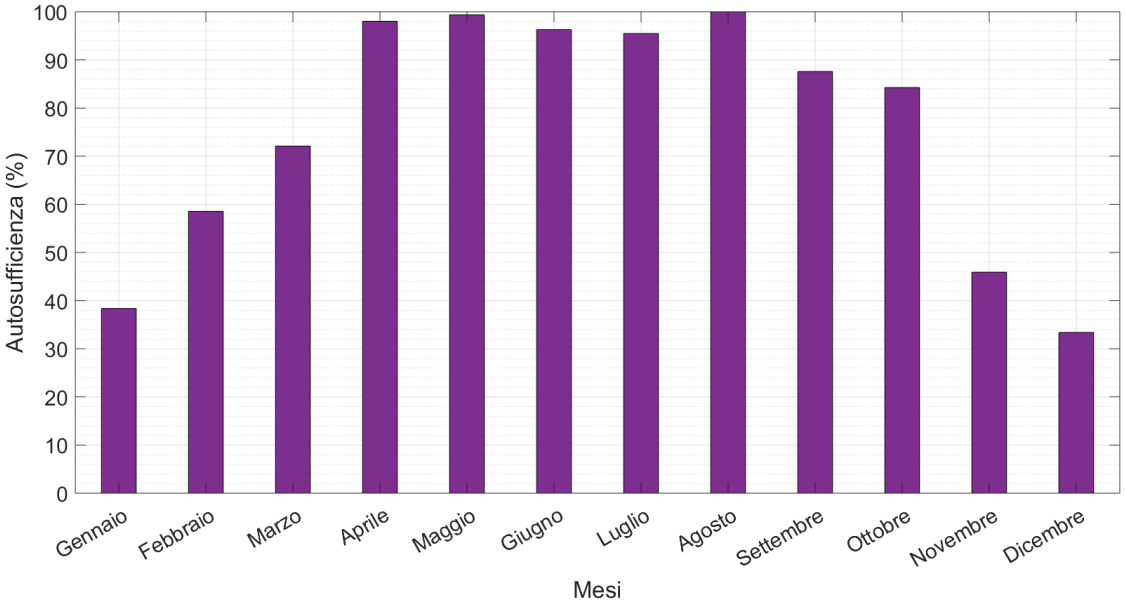



***Figura 8.21:*** *Valori mensili di autosufficienza con caso di capacità di accumulo di 9,6 kWh e condivisione di energia.*

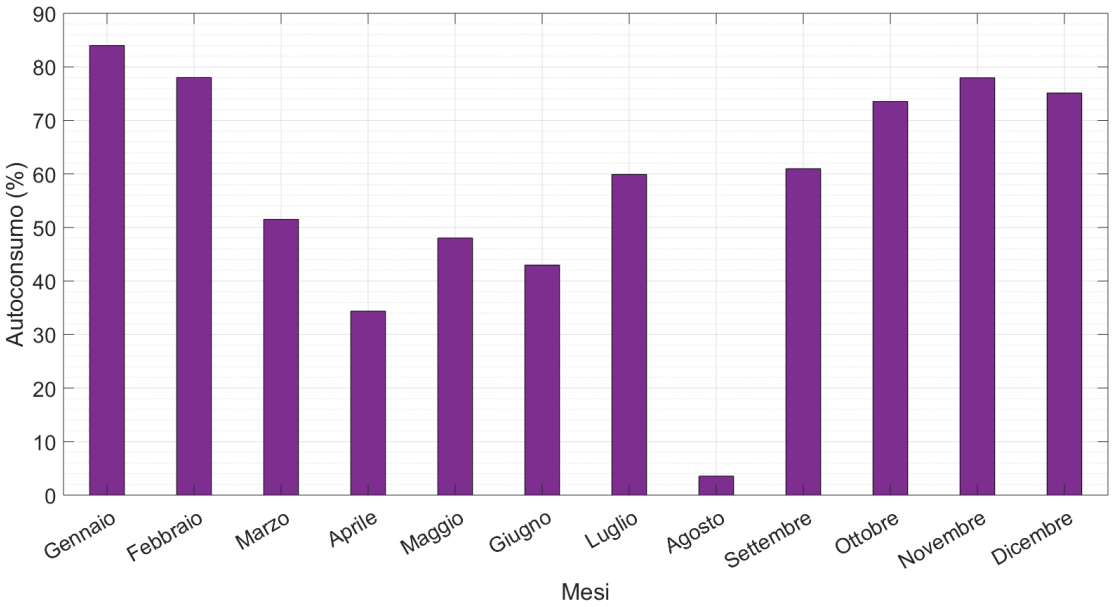



***Figura 8.22:*** *Valori mensili di autoconsumo con caso di capacità di accumulo di 9,6 kWh e condivisione di energia.*

# Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stata fornita una sintesi della direttiva europea e della normativa italiana in tema di comunità energetiche ed edifici a energia quasi zero, in vista del prossimo recepimento nelle legislazioni nazionali di questa nuova configurazione di consumo dell'energia in prossimità del luogo di produzione e dell'imminente obbligo del rispetto di requisiti di prestazione energetica più esigenti per tutte le tipologie di edificio.
Il caso studio analizzato è inerente al progetto PVZEN (*PhotoVoltaic Zero Energy Network*): con esso verrà sperimentata una comunità energetica costituita da tre unità facenti parte di un edificio a energia quasi zero che verrà collocato nella Cittadella Politecnica. Esse produrranno energia elettrica con generatori fotovoltaici indipendenti, potranno condividerla tra loro e immagazzinarla in accumuli elettrochimici.
Sono state simulate le prestazioni energetiche annuali dell'edificio PVZEN, il cui modello è stato costruito sulla base delle informazioni esposte nel progetto architettonico e delle ipotesi di utilizzo della struttura una volta completata.
L'intero edificio presenta una produzione annua di 7.611 kWh e un fabbisogno energetico di 5.183 kWh, distribuiti tra le tre unità nel seguente modo:

- il 47,9% della produzione e solo il 20,2% dei consumi sono attribuibili all'utenza composta dalla sala controllo e dal locale tecnico;

- il 29,8% dell'energia fotovoltaica e il 39,9% del carico sono imputabili all'aula studio 1;

- il 22,3% della generazione e il 39,9% dei consumi sono attribuibili all'aula studio 2.

La posizione dei moduli fotovoltaici non è stata ottimizzata: si è optato per la diversificazione della produzione attraverso lo sfruttamento delle due falde e delle pareti

verticali rivolte a Sud-Est.
Per quanto concerne i consumi, l'energia richiesta per l'alimentazione dei computer rappresenta la componente con il peso maggiore. Un'altra osservazione è inerente alla climatizzazione: il raffrescamento pesa sul carico all'incirca quanto il riscaldamento, contrariamente a quanto atteso per un edificio situato nel Nord Italia.
Dalle analisi effettuate si è giunti alla conclusione che l'installazione di batterie gemelle per le aule studio comporti un miglioramento in termini di indipendenza dalla rete elettrica e che la formazione di una comunità energetica sia più conveniente dell'autoconsumo individuale, anche in presenza di sistemi di accumulo.
La soluzione da preferirsi è stata individuata nella configurazione in cui è consentito lo scambio di energia tra le utenze ed è prevista l'installazione di due accumuli per una capacità complessiva di 9,6 kWh, caricabili utilizzando il surplus energetico di una qualsiasi unità.
In particolare, si è constatato che questa taglia di accumulo consente di raggiungere un'autosufficienza del 73% e un autoconsumo del 49%, con un incremento del 53% rispetto al caso in cui le utenze sono indipendenti e senza sistemi di accumulo (caso base) e un incremento del 38% rispetto alla comunità energetica senza batterie.
Inoltre, questa soluzione si è rivelata preferibile presentando un risultato di poco inferiore rispetto ai casi con capacità di accumulo maggiore: infatti, se per esempio si raddoppiasse la capacità raggiungendo 19,2 kWh di accumulo, il costo di installazione sarebbe all'incirca il doppio, mentre l'incremento dell'autosufficienza e dell'autoconsumo sarebbe solo del 6,0%.
Questo lavoro di tesi potrà essere proseguito e sviluppato nelle seguenti direzioni:

- valutando la possibilità di incrementare gli 8,64 kW di potenza fotovoltaica ipotizzati in questa tesi, sulla base dell'aumento del fabbisogno energetico rispetto al progetto precedente osservato simulando il nuovo edificio PVZEN;

- aggiornando i calcoli di autosufficienza e autoconsumo e la verifica dei requisiti minimi per gli edifici a energia quasi zero tenendo conto degli impianti reali di ventilazione e climatizzazione che si vorranno realizzare;

- implementando una logica di scambio dell'energia tra le unità e superando il modello di comunità analizzato a partire dai profili di produzione e carico aggregati;

- aggiungendo un'analisi di tipo economico, da affiancare a quella energetica, a sostegno della scelta della taglia di accumulo ottimale.

# Bibliografia


[1] Commissione Europea. Azione dell'UE per il clima, consultato l'8.7.2019. URL https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_it.

[2] Commissione Europea. Pacchetto per il clima e l'energia 2020, consultato il 5.7.2019. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it.

[3] Commissione Europea. Quadro per il clima e l'energia 2030, consultato il 5.7.2019. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it.

[4] Commissione Europea. Clean energy for all Europeans, consultato l'8.7.2019. URL https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans.

[5] Commissione Europea. Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet, consultato l'8.7.2019. URL https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en.

[6] GSE. Audizione del GSE - Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, 18 settembre 2018.

[7] E. Minghui, I. MacGill. Typology of Future Clean Energy Communities: An Exploratory Structure, Opportunities, and Challenges. *Energy Research & Social Science*, 35:94–107, 2018.

[8] RSE. Audizione di RSE - Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, 21 dicembre 2018.

[9] A. Jäger-Waldau. Snapshot of Photovoltaics - February 2019. *Energies*, 12, 2019.

[10] B. B. Huang, G. H. Xie, W. Z. Kong, Q. H. Li. Study on Smart Grid and Key Technology System to Promote the Development of Distributed Generation. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pages 1–4, 2012.

[11] Commissione Europea. EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050, 20 luglio 2016.

[12] Althesys - Strategic Consultants. IREX Annual Report 2019 - Sintesi dei risultati, 2019.

[13] ENEA. Audizione di ENEA - Affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, 13 settembre 2018.

[14] IRENA. REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation, 2017.

[15] P. Siano. Demand Response and Smart Grids - A Survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:461–478, 2014.

[16] ARERA. Memoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all'Affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (Atto n. 59), 12 marzo 2018.

[17] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 11 dicembre 2018.

[18] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, 5 giugno 2019.

[19] REScoop.EU. Q&A: What are "citizen" and "renewable" energy comunities?, 3 luglio 2019.

[20] Dr N. Simcock, R. Willis, P. Capener. Cultures of Community Energy. International Case Studies, maggio 2016.

[21] G. Mutani, V. Todeschi, A. Tartaglia, G. Nuvoli. Energy Communities in Piedmont Region (IT). The case study in Pinerolo territory. *IEEE*, 2018.

[22] J. Hicks, N. Ison. An Exploration of the Boundaries of 'community' in Community Renewable Energy Projects: Navigating between Motivations and Context. *Energy Policy*, 113:523–534, 2018.

[23] D. Lewis. Energy positive: how Denmark's Samsø island switched to zero carbon, consultato il 13.9.2019. URL `https://www.theguardian.com/sustainable-business/2017/feb/24/energy-positive-how-denmarks-sams-island-switched-to-zero-carbon`. Pubblicato su *The Guardian* il 23 febbraio 2017.

[24] T. van der Schoor, B. Scholtens. Power to the People: Local Community Initiatives and the Transition to Sustainable Energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43:666–675, 2015.

[25] A. Alviani. A Dardesheim la vita felice senza petrolio. La cittadina tedesca che va a energia rinnovabile, consultato il 13.9.2019. URL `http://wp.energiepark-druiberg.de/wp-content/uploads/presse/080229_La_Stampa.pdf`. Pubblicato su *La Stampa* il 29 febbraio 2008.

[26] C. Cameron. German village produces five times more renewable energy than it needs, consultato il 13.9.2019. URL `https://www.urbangateway.org/news/german-village-produces-five-times-more-renewable-energy-it-needs`. Pubblicato su *Urban Gateway*.

[27] CARE - Cwm Arian Renewable Energy. Community Enterprise/Economy, consultato il 26.11.2019. URL `https://www.cwmarian.org.uk/community-enterprise-economy`.

[28] Eigg Electric. About Eigg Electric, consultato il 15.9.2019. URL `http://isleofeigg.org/eigg-electric/`.

[29] S. Limbeck, M. Höher. 2nd biovill study tour in Austria. January 25-27, 2017, Marzo 2017. URL `http://biovill.eu/wp-project/uploads/2016/09/BioVill-D2.4_Report-2nd-study-tour-to-Austria_Public-version.pdf`.

[30] M. Oteman, M. Wiering, J. Helderman. The Institutional Space of Community Initiatives for Renewable Energy: A Comparative Case Study of the Netherlands, Germany and Denmark. *Energy, Sustainability and Society 4.1*, pages 1–17, 2014.

[31] W. H. Timmerman. *Facilitating the Growth of Local Energy Communities*. Doctoral Dissertation, University of Groningen, SOM research school, 2017.

[32] Elektrizitätswerke Schönau. How mothers, teachers and doctors took over the power grid and energy supply, consultato il 17.9.2019. URL `http://www.energy-democracy.net/?p=1067`. Pubblicato il 28 novembre 2017.

[33] Elektrizitätswerke Schönau. Elektrizitätswerke Schönau - Who We Are, consultato il 17.9.2019. URL `https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/.files/vorstellung-ews-englisch.pdf`.

[34] Scene Connect, Community Energy England. Community Energy state of the sector. A study of community energy in England, Wales and Northern Ireland, 2017.

[35] Energy Saving Trust. Community and locally owned renewable energy in Scotland at June 2018. A report by the Energy Saving Trust for the Scottish Government, dicembre 2018.

[36] Comunity Energy Scotland. Community Power Outer Hebrides, consultato il 17.9.2019. URL `https://www.communityenergyscotland.org.uk/news/8-dec-2014-community-power-outer-hebrides.asp`. Pubblicato l'8 dicembre 2014.

[37] Presidente della Repubblica. Decreto Legislativo n. 79 del 1999 - "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", 16 marzo 1999.

[38] ARERA. Tipologia delle reti elettriche (Allegato alla Delibera 539/2015/R/eel), 12 novembre 2015.

[39] 10ª Commissione permanente. Risoluzione approvata dalla Commissione sull'affare assegnato n. 59, resoconto sommario n. 55 del 06/06/2019.

[40] ARERA. Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia e il Gas per la Regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo - Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel - Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/eel, 612/2014/R/eel, 242/2015/R/eel, 72/2016/R/eel, 458/2016/R/eel, 788/2016/R/eel, 276/2017/R/eel, 894/2017/R/eel, 921/2017/R/eel e 426/2018/R/eel, 2018.

[41] GSE. Servizio di Scambio sul Posto. Determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr e s.m.i. - Regole Tecniche, maggio 2019.

[42] Documento depositato dal sottosegretario Crippa. Audizione informale presso la X Commissione Permanente Senato nell'ambito dell'affare assegnato n. 59, 20 novembre 2018.

[43] ARERA. Deliberazione 20 aprile 2017 276/2017/R/eel - Aggiornamento del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e del Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi a seguito del Decreto-Legge "Milleproroghe 2016".

[44] MiSE, MATTM, MIT. Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, 31 dicembre 2018.

[45] N. De Salvo, P. Fantauzzi, M. Vecellio, C. Cecconi, R. Tretola, V. Vandoni, Ufficio di Segreteria della 10ª Commissione permanente, Senato della Repubblica. Green Energy. Il sostegno delle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, marzo 2019.

[46] Legambiente. Comuni rinnovabili 2019, maggio 2019.

[47] Società Elettrica in Morbegno. Società Elettrica in Morbegno - Home page, consultato il 7.10.2019. URL `https://www.sem-morbegno.it/home.html`.

[48] Società Cooperativa Elettrica Gignod. Benvenuto in C.E.G. - La cooperativa dell'energia elettrica, consultato l'8.10.2019. URL `http://www.ceg-energia.it`.

[49] Cooperativa Fernheizkraftwerk Toblach-Innichen. La storia, consultato il 4.10.2019. URL `https://www.fti.bz/it/centrale/storia/`.

[50] GSE. Atlaimpianti, consultato l'11.10.2019. URL https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html.

[51] Regione Piemonte. Legge Regionale n. 12 del 2018 - "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche", 3 agosto 2018.

[52] R. Graziano. Pinerolo Oil Free Zone, consultato il 10.10.2019. URL http://www.nuovasocieta.it/pinerolo-oil-free-zone/. Pubblicato su *Nuova Società* il 18 aprile 2019.

[53] Presidente della Repubblica. Legge n. 221 del 2015 - "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali", 28 dicembre 2015.

[54] G. Marino. In Piemonte nascerà la prima grande comunità energetica d'Italia, consultato il 10.10.2019. URL https://www.lastampa.it/tuttogreen/2019/05/30/news/in-piemonte-nascera-la-prima-grande-comunita-energetica-d-italia-1.33705739. Pubblicato su *La Stampa* il 30 maggio 2019.

[55] G. Scardino. *Studio di fattibilità della comunità energetica di Pinerolo*. Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, 2018.

[56] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2018/844 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, 30 maggio 2018.

[57] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2010/31 sulla prestazione energetica nell'edilizia, 19 maggio 2010.

[58] D. D'Agostino, L. Mazzarella. What Is a Nearly Zero Energy Building? Overview, Implementation and Comparison of Definitions. *Journal of Building Engineering*, 21:200–212, 2019.

[59] Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale - "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici", 26 giugno 2015.

[60] Presidente della Repubblica. Decreto n. 192 - "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia", 19 agosto 2015.

[61] Presidente della Repubblica. Decreto legislativo n. 28 - "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE", 3 marzo 2011.

[62] AiCARR. Vademecum - Progettare NZEB, ottobre 2018.

[63] E. Costanzo, R. Basili, F. Hugony, M. Misceo, R. Pallottelli, F. Zanghirella, N. Labia. Osservatorio degli edifici a energia quasi zero (nZEB) in Italia – 2016-2018, maggio 2019.

[64] N. Schoon. The BedZED story. The UK's first large-scale, mixed-use eco-village, aprile 2016.

[65] Rolf Dish Solar Architektur. The Heliotrope, consultato il 19.11.2019. URL `http://www.rolfdisch.de/en/projects/das-heliotrop-2/`.

[66] Fiorita Passive House. Il progetto, consultato il 19.11.2019. URL `http://www.fioritapassivehouse.it/la-fiorita-passive-house/il-progetto/`.

[67] Politecnico di Torino. Microrete autosufficiente di moduli edilizi alimentata da energia solare - PVZEN, consultato l'11.10.2019. URL `http://www.denerg.polito.it/la_ricerca/ricerca_co_finanziata_dal_dipartimento/pvzen`.

[68] E. Follegatti, E. Forestieri, L. Macario Ban, C. Zappia. *Modulo abitativo "PVZEN lab - Lorenza Bianco" - Progetto Architettonico*. Atelier 6, Master in "Architettura delle Costruzioni in legno", Politecnico di Torino, 2019.

[69] C. Santamaria, G. Assenza, G. Sciortino. *Modulo abitativo "PVZEN lab - Lorenza Bianco" - Analisi energetica involucro*. Atelier 6, Master in "Architettura delle Costruzioni in legno", Politecnico di Torino, 2019.

[70] T. Gasco. *Analisi della generazione fotovoltaica e termo-energetica di un edificio ad alta efficienza energetica*. Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, 2018.

[71] N. Giorgi. *Simulazione di un sistema elettrico con generatori fotovoltaici, accumulatori e carichi in funzionamento autonomo o connesso alla rete*. Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, 2019.

[72] SunPower. Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici *SunPower Serie X: X22-360*, 2016.

[73] F. Spertino, V. Cocina. Dispense del Corso *Power generation from renewable energy sources*, A.A. 2018-2019.

[74] Philips. Scheda tecnica di *PowerBalance Surface Mounted LED28S/840 PSD W17L169*, 2018.

[75] Philips. Scheda tecnica di *Ledinaire Downlight LED8S/840 PSU WH*, 2019.

[76] CTI. Norma UNI 10339 - "Impianti aeraulici a fini di benessere - Generalità, classificazione e requisiti - Regole per la richiesta d'offerta, l'offerta, l'ordine e la fornitura", giugno 1995.

[77] Presidente della Repubblica. Decreto n. 74 - "Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del d.lgs. 19 agosto 2005, n. 192", 16 aprile 2013.

[78] F. Spertino, J. Ahmad, A. Ciocia, P. Di Leo. How much is the Advisable Self-sufficiency of Aggregated Prosumers with Photovoltaic-Wind Power and Storage to Avoid Grid Upgrades? *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pages 1–8, 2017.

[79] F. Spertino, A. Ciocia, P. Di Leo, S. Fichera, G. Malgaroli, A. Ratclif. Towards the Complete Self-Sufficiency of a NZEBs Microgrid by Photovoltaic Generators and Heat Pumps: Methods and Applications. *IEEE*, 2019.

[80] Pylontech. Scheda tecnica del sistema di accumulo *US2000*, 2019.

[81] Solax Power Italia. Scheda tecnica degli inverter *Solax SK-SU*.

[82] ENEA. Atlante italiano della radiaizone solare, consultato il 14.11.2019. URL `http://www.solaritaly.enea.it/CalcComune/Calcola.php`.