

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

**Sistema BACS sperimentale per il controllo dei
carichi di una microrete**

Relatore:

Prof. Paolo Di Leo

Candidato:

Rosario Destito

Corelatori:

Ing. Gabriele Malgaroli

Ing. Angela Amato

Marzo 2022

Anno Accademico 2021/2022

Ringraziamenti

Al termine di questi splendidi anni di università, credo di essere cresciuto molto come persona. Ho conosciuto tante persone, professori, studenti come me, compagni, amici. Vorrei dedicare questo lavoro a coloro che hanno sempre creduto in me, e che mi hanno saputo sostenere nei momenti faticosi, grazie soprattutto a istanti di spensieratezza e conforto.

Ringrazio Immensamente l'amore della mia vita Anca, fonte inesauribile di pazienza e Amore incondizionato. Tu, che col tuo sorriso hai trasformato sempre le mie brutture, affinché diventassero forza per rialzarmi quando la fatica mi buttava a terra.

Ringrazio i miei genitori, Maria e Domenico, porto sicuro su cui poter contare nei momenti più difficili della vita, che hanno saputo donarmi tutto il loro Amore e la Fiducia necessari a perseguire questo risultato. Senza di Voi non avrei avuto tutta la serenità e l'agio di cui mi posso compiacere e vantare.

Ringrazio mia sorella Michela, con cui i confronti duri sono stati sempre efficaci e determinanti per tutte le questioni importanti della nostra vita. Abbiamo capito la nostra forza e non ce lo dimenticheremo mai.

Un ringraziamento sincero ai miei famigliari, quelli che mi sono stati vicini ogni giorno con amore e sostegno concreto.

Ringrazio gli amici di sempre, in particolare Matteo e Andrea, con cui parlare non è necessario, ma doveroso per eliminare tutte le paure e le ansie da quando ci conosciamo.

Un ringraziamento col cuore al gruppo "Incastro". Senza di voi questo percorso non avrebbe senso, abbiamo condiviso tutto del Politecnico, ma soprattutto siamo riusciti a vivere anche fuori in amicizia e armonia, sino ad oggi.

Devo e voglio ringraziare Angela e Gabriele per la pazienza e il grande aiuto dedicatomi nella stesura di questa tesi, fino all'ultimo giorno, con la loro gentilezza e massima disponibilità.

Infine, ringrazio il mio relatore, il professore Paolo Di Leo, che mi ha dato la possibilità di dedicare questi mesi ad un progetto così ambizioso e innovativo, che certamente mi dà tanta motivazione per entrare nel mondo del lavoro con coraggio ed entusiasmo.

Grazie a tutti di essere parte della mia vita stupenda!

Sommario

Ringraziamenti	I
Elenco delle figure	IV
Elenco delle tabelle	VI
Introduzione	1
1 Transizione energetica e comunità energetiche	2
1.1. “Energia pulita per tutti gli europei”	2
1.2. Economia collaborativa.....	8
1.3. Comunità energetiche	10
1.4. Minirete, microrete e nanorete	15
2 Microrete PVZEN	17
2.1. Generalità.....	17
2.2. Generatore FV	18
2.2.1. La cella elementare	18
2.2.2. Curva caratteristica (<i>I-V</i>) e parametri tipici	24
2.2.3. Condizioni STC e condizioni NOCT	28
2.2.4. Moduli fotovoltaici scelti	30
2.3. Convertitore DC/AC	32
2.3.1. Maximum Power Point - MPP	32
2.3.2. Convertitore scelto	36
2.4. Accumulatori elettrochimici scelti	38
2.5. Quadro DC	41
2.6. <i>Descrizione dei carichi</i>	42
2.6.1. Illuminazione e FM: utente 1	42
2.6.2. Illuminazione e FM: utenti 2 e 3	43
2.6.3. Pompe di Calore.....	45
2.7. Quadro AC	50

2.8. Collegamento con la rete elettrica e tra gli utenti	53
3 Misure ed analisi prestazionali dei generatori FV	58
3.1. Strumentazione e procedura di misurazione di generatori fotovoltaici	58
3.2. Riporto delle curve $I-V$ in condizioni STC	64
3.3. Analisi delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	69
4 Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete	72
4.1. Descrizione dei BACS	72
4.2. Indagine sui componenti per l'emulazione dei carichi	74
4.3. Carichi resistivi scelti.....	81
4.4. Controllo dei carichi: eWeLink & SONOFF	83
4.5. Implementazione del sistema BACS.....	85
4.5.1. Illuminazione e FM: utente 1	85
4.5.2. Illuminazione e FM: utenti 2 e 3	90
4.5.3. Pompe di Calore.....	92
4.5.4. Riepilogo degli scenari previsti	99
5 Analisi della produzione FV e dei consumi nel progetto PVZEN.....	104
5.1. Studio del bilancio energetico	104
5.2. Autosufficienza e autoconsumo	110
Conclusioni	115
Riferimenti.....	117

Elenco delle figure

Figura 1.1: Decreti e provvedimenti riguardo alla transizione energetica.....	4
Figura 1.2: 17 obiettivi ONU per lo sviluppo sostenibile.....	5
Figura 1.3: Consumer e Prosumer. [5].....	12
Figura 2.1: Giunzione P-N in una cella al Silicio.	19
Figura 2.2: Processo realizzativo di un generatore FV.....	20
Figura 2.3: Circuito equivalente cella fotovoltaica.....	20
Figura 2.4: Efficienza in funzione dell'energy gap per diversi materiali.	23
Figura 2.5: Caratteristica I-V (curva rossa); caratteristica P-V (curva blu).....	24
Figura 2.6: Angoli di inclinazione e orientamento del generatore. [11].....	26
Figura 2.7: Pannello fotovoltaico LG NEON R.	30
Figura 2.8: Planimetria del PVZEN provvisorio.	31
Figura 2.9: Curve: I-V (rossa), di potenza (blu), retta di carico (gialla).....	33
Figura 2.10: Curva dei punti di massima potenza.	34
Figura 2.11: Area punti di massima potenza.	35
Figura 2.12: Schema inverter <i>Leonardo</i>	38
Figura 2.13: Quadro DC a vista interna.	41
Figura 2.14: Potenze aggregate di locale tecnico e sala di controllo.....	43
Figura 2.15: Potenze dei carichi per ciascuna sala studio.....	45
Figura 2.16: Planimetria del modulo PVZEN.	46
Figura 2.17: Energia termica necessaria per il riscaldamento.	48
Figura 2.18: Energia termica necessaria per il raffrescamento.....	49
Figura 2.19: Schema elettrico dell'impianto PVZEN.....	51
Figura 2.20: Schema delle linee alimentazione carichi (uguale per i tre utenti). ..	52
Figura 2.21: Schema elettrico di collegamento della micro-rete alla rete BT.	54
Figura 2.22: Schema elettrico del quadro AC.....	57
Figura 3.1: Sonda differenziale Soppshire SI9002.....	59
Figura 3.2: Pinza amperometrica LEM PR30.....	59
Figura 3.3: Scheda DAQ NI USB-6251 BNC.	59
Figura 3.4: Cassetta del circuito di carica-scarica con condensatore.	59
Figura 3.5: Sonda di temperatura HT-Solar02.....	60
Figura 3.6: Termostato.....	60
Figura 3.7: Alimentatore regolabile in tensione.	61
Figura 3.8: Piranometro Kipp&Zonen.....	61
Figura 3.9: Cella solare.....	62
Figura 3.10: Circuito di misura ed acquisizione.....	62

Figura 3.11: Interfaccia Labview, con risultato di una prova di carica.	63
Figura 3.12: Determinazione di I_{sc} per l'interpolazione di un singolo modulo.	65
Figura 3.13: Zona di interpolazione per ricavare R_s	66
Figura 3.14: Interfaccia grafica degli input del software.	67
Figura 3.15: Interfaccia grafica principale del software.	68
Figura 3.16: Curve caratteristiche in condizioni di prova e in STC.	71
Figura 4.1: Tipologie di lampade in commercio e caratteristiche principali.	75
Figura 4.2: Prova del 26 novembre 2021.	77
Figura 4.3: Termogramma del resistore durante la prova del 26 novembre 2021.	77
Figura 4.4: Prova del 3 dicembre 2021.	78
Figura 4.5: Transitorio termico – prova del 3 dicembre 2021.	79
Figura 4.6: Resistore generico montato su dissipatore.	79
Figura 4.7: Tipico carico elettronico da 150 W (circa 300 €).	80
Figura 4.8: Elemento resistivo tipico da 1500 W.	81
Figura 4.9: Gabbia metallica con resistenze utilizzata.	82
Figura 4.10: Interruttore Smart WiFi <i>SONOFF BASIC R2</i>	85
Figura 4.11: Timing dei carichi fittizi del locale tecnico e della sala di controllo.	89
Figura 4.12: Timing dei carichi fittizi delle sale studio 1 e 2.	91
Figura 4.13: Consumi mensili aggregati di tutti i carichi elettrici.	92
Figura 4.14: Profili medi mensili PdC – utente 1.	94
Figura 4.15: Profili medi mensili PdC – utenti 2 e 3.	95
Figura 4.16: Dashboard finale advanced account eWeLink Web.	101
Figura 4.17: Scenari ON/OFF impostati per gli utenti 1, 2 e 3.	102
Figura 4.18: Sistema BACS sperimentale realizzato.	103
Figura 4.19: Sistema BACS in funzione.	103
Figura 5.1: Scambi energetici per ciascun utente.	105
Figura 5.2: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 1.	106
Figura 5.3: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 2.	106
Figura 5.4: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 3.	107
Figura 5.5: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 1.	108
Figura 5.6: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 2.	108
Figura 5.7: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 3.	109

Elenco delle tabelle

Tabella 2-1: Confronto dei rendimenti per tipologia.	27
Tabella 2-2: Datasheet LG NEON R.	31
Tabella 2-3: Caratteristiche tecniche di ogni stringa.	32
Tabella 2-4: Datasheet inverter <i>Leonardo</i>	37
Tabella 2-5: Datasheet accumulatori <i>Pylontech US2000</i>	40
Tabella 2-6: Potenze di scarica e di carica per diverse capacità di accumulo.	40
Tabella 2-7: Specifiche dei fusibili di protezione delle linee stringhe FV.	41
Tabella 2-8: Superfici e volumi delle zone PVZEN.	46
Tabella 2-9: Time schedule di funzionamento delle pompe di calore.	47
Tabella 2-10: Energia Termica mensile.	49
Tabella 3-1: Datasheet del modulo e dati di input per la prova.	69
Tabella 3-2: Risultati delle misure del 13 aprile 2021.	70
Tabella 4-1: Tempi di riscaldamento del resistore da 50 W.	76
Tabella 4-2: Timing dei profili medi mensili delle PdC – utente 1.	96
Tabella 4-3: Timing dei profili medi mensili delle PdC – utenti 2 e 3.	97
Tabella 4-4: Tempi di accensione delle PdC – utenti 1, 2 e 3.	99
Tabella 5-1: Consumi annuali stimati per ciascun utente.	111
Tabella 5-2: Consumo energetico giornaliero – Utenti 1, 2 e 3.	112
Tabella 5-3: Consumo energetico mensile – PdC utente 1.	113
Tabella 5-4: Consumo energetico mensile – PdC utenti 2 e 3.	114

Introduzione

Con questo lavoro di tesi si vuole realizzare un sistema sperimentale di controllo dei carichi di una microrete, cosiddetto BACS – Building Automation Control System.

In particolare si tratta della microrete denominata PVZEN - PhotoVoltaic Zero Energy Network, nata da un progetto del Politecnico di Torino, risultato della collaborazione dei seguenti dipartimenti: il Dipartimento Energia (DENERG), il Dipartimento di Architettura e Design (DAD) e il Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni (DET). La nascita di tale progetto interdisciplinare si è sviluppata grazie alle recenti linee guida europee riguardanti i temi delle comunità energetiche, che implicano una importante transizione energetica. Il progetto è basato sulla costruzione di un edificio NZEBs (Nearly Zero Energy Buildings), a cui faranno capo tre utenti attivi che daranno origine proprio alla microrete PVZEN.

Ogni edificio disporrà di un impianto fotovoltaico con sistema di accumulo, per soddisfare il fabbisogno energetico da fonte rinnovabile generata in loco. Il sistema di accumulo servirà a stoccare l'energia fotovoltaica momentaneamente inutilizzata, aumentando così l'autosufficienza del sistema Off Grid. Infatti, gli utenti potranno scambiare energia tra di loro, proprio secondo la filosofia di condivisione delle comunità energetiche. Per approfondire le conoscenze sugli impianti fotovoltaici, e in particolare sul PVZEN, diviene sostanziale la misurazione dei parametri tipici e l'analisi delle prestazioni dei moduli FV. Quindi saranno confrontate le performance di un modulo non installato, rispetto ai dati forniti nel datasheet del costruttore, attraverso una procedura conforme alla normativa europea IEC.

Grazie all'approfondimento di tesi precedenti, si è proceduto all'indagine di mercato, finalizzata a realizzare i carichi elettrici fittizi pilotati dal BACS, che emulano i consumi energetici dei quattro edifici. Si tratta principalmente di emulare lampade e faretto LED, PC e dispositivi elettronici, proiettori multimediali, impianti di ventilazione e riscaldamento/raffrescamento.

Infine, è stata svolta un'analisi dei profili di produzione e di carico, grazie ai dati di alcune giornate, in diverse condizioni meteorologiche, scaricati dagli inverter Leonardo della Western. Pertanto è stato possibile appurare gli scambi energetici tra gli utenti, sino a sviluppare delle conclusioni sull'autosufficienza e sull'autoconsumo della microrete PVZEN.

Capitolo 1

1 Transizione energetica e comunità energetiche

1.1. “Energia pulita per tutti gli europei”

Entro i prossimi cento anni si prevede un aumento della temperatura globale media tra 1 e 6 °C all'incirca. Questo dovrebbe provocare fenomeni legati al clima piuttosto dannosi come siccità, forti piogge ed inondazioni, ma anche sporadiche ondate di calore con conseguenti problematiche di tipo economico-sociale.

Già nel 2019, in Europa furono ridotte le emissioni di gas serra al di sotto del 30% rispetto ai valori registrati nel 1990.

La Direttiva RED II è valida in Europa e consiste in rigorose linee guida rivolte agli stati membri, per garantire a livello nazionale l'utilizzo di energie rinnovabili nel rispetto del Clean Energy Package (CEP) - “Energia pulita per tutti gli europei” seguito dal Green New Deal.

Nel dettaglio, le norme comuni e le regole rivolte al mercato interno dell'energia elettrica, sono contenute nella Direttiva Mercato europea. La generazione, la trasmissione, la fornitura, lo stoccaggio dell'energia elettrica e la tutela dei consumatori dovranno risultare integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti in tutta Europa.

In questo percorso l'Italia ha molto da migliorare: infatti, il 26 luglio 2021 la Commissione Europea ha evidenziato dieci nuove procedure di infrazione a causa del mancato recepimento di certe direttive, a partire dalle comunità energetiche.

Sin dai primi mesi del 2020, il nostro Paese ha introdotto nella legislazione, proprio grazie alla Direttiva RED II, attraverso il Decreto Milleproroghe, due definizioni significative:

- Comunità di Energia Rinnovabile (CER);
- Autoconsumers di energia rinnovabile che partecipano in modo collettivo.

In questo senso si declina il coinvolgimento attivo dei cittadini nel processo di transizione energetica del Paese, per contrastare il continuo aumento dei prezzi dell'energia a carico delle famiglie e delle imprese.

Inizialmente, il Milleproroghe ha frenato la diffusione delle CER, a causa di alcune condizioni restringenti come il concetto di prossimità fisica per le aggregazioni, che limita la creazione di comunità energetiche ad utenti connessi alla stessa cabina secondaria, e ancora il limite di potenza complessiva inferiore ai 200 kW per gli impianti.

Tuttavia qualche mese dopo, nella Delibera ARERA 318/2020 di agosto 2020, sono state riportate le disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione delle partite economiche riguardanti energia elettrica dovuta ad autoconsumo collettivo o scambiata all'interno delle comunità di energia rinnovabile (CER). Il 15 settembre 2020, circa un mese dopo, il Decreto Attuativo del MiSE, nell'articolo 3, ha fissato le tariffe incentivanti, riconosciute per 20 anni, per la remunerazione di energia rinnovabile prodotta grazie ai nuovi impianti (valide ancora oggi):

- 100 €/MWh - autoconsumo collettivo;
- 110 €/MWh - comunità energetica rinnovabile (CER).

La scorsa estate, il 13 luglio 2021, a fronte di circa 60 miliardi di investimenti alla "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica", nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), sono state approvate altre misure importanti tra cui **23,78** miliardi per le energie rinnovabili, di cui **2,2** miliardi proprio per lo sviluppo delle comunità energetiche.

Gli investimenti intendono sostenere due traguardi fondamentali da raggiungere:

1. aumentare l'energia prodotta da fonti di energia rinnovabile – cosiddette FER;
2. potenziare grazie alla digitalizzazione le smart grid per sopperire all'aumento di produzione da FER.

Circa un mese dopo, il 5 agosto 2021, il Consiglio dei Ministri ha pubblicato la bozza in cui, in via preliminare, ha approvato il decreto attuativo di diverse direttive europee, tra cui proprio la RED II e IEM. [1]

Transizione energetica e comunità energetiche



Figura 1.1: Decreti e provvedimenti riguardo alla transizione energetica.

“Energia pulita per tutti gli europei” è un pacchetto di provvedimenti che ha accelerato sia la transizione energetica sia la crescita occupazionale. Dal 2021 per i prossimi dieci anni, con l’aggiunta di 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati annui, questo pacchetto potrebbe generare oltre 900 mila nuovi posti di lavoro.

Nella fattispecie, "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy Package* - CEP), è costituito da otto atti legislativi riguardanti temi sul mercato dell’energia rinnovabile e sulle prestazioni ed efficienza energetica degli edifici. Una prima stesura risale già a novembre 2016 (soprannominata *Winter Package*); tuttavia, il quarto ed ultimo pacchetto fu ufficialmente completato nel giugno 2019 e pubblicato nel *Official Journal of the European Union* (rispetto alle versioni precedenti, non comprende misure specifiche per il settore gas, che gode di pacchetti specifici). Ovviamente, i traguardi da raggiungere per il 2030 riguardano la transizione energetica dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, verso una economia *carbon-neutral*.

Già un anno prima, nel settembre 2015, nella Agenda 2030 dell’Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) erano contenuti 169 “traguardi”, raggruppati nei 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (*Sustainable Development Goals* - SDGs) rivolti alle persone, al pianeta e alla prosperità, sottoscritti in questo grande programma d’azione con scadenza 2030, vedere Figura 1.2:



Figura 1.2: 17 obiettivi ONU per lo sviluppo sostenibile.

Nella nostra trattazione, assumono maggior interesse gli obiettivi direttamente connessi alle comunità energetiche; in particolare, le comunità stesse possono cambiare l'organizzazione e i legami sinergici e sostenibili, nel rispetto dei seguenti obiettivi:

- obiettivo 7 - *Garantire l'accesso a sistemi di energia affidabili, sostenibili e moderni per tutti.*
- obiettivo 11 - *Trasformare le città in insediamenti umani sostenibili e duraturi.*

In sintesi, le città devono prosperare innovando le risorse, ma al contempo dovrebbero ridurre l'inquinamento e la povertà.

Questi obiettivi coincidono con azioni concrete nella direzione di una transizione energetica e una sperimentazione di risorse e meccanismi innovativi, con l'intento di raggiungere traguardi di qualità per l'uomo e per il pianeta. [2]

Nel dicembre 2019 è stato presentato il *Green New Deal* ("nuovo patto verde"), per fronteggiare la transizione energetica, attraverso un'economia di tipo circolare, una mobilità sostenibile, ma anche una agricoltura incentrata sulla biodiversità. I vari provvedimenti promuovono l'adozione di combustibili rinnovabili, come l'idrogeno nell'industria e nei trasporti.

Gli obiettivi da conseguire entro il 2030 sono i seguenti:

- riduzione di almeno 55% di tutte le emissioni di gas serra, rispetto ai livelli del 1990;
- una quota pari ad almeno il 40% del fabbisogno energetico soddisfatto da energia rinnovabile;
- un miglioramento del 36-39% dell'efficienza energetica per il consumo di energia finale e primaria;
- ristrutturare ogni anno almeno il 3% degli edifici pubblici;
- mantenere il 49% di energie rinnovabili per gli edifici;
- aumentare dell'1,1% all'anno l'uso di energie rinnovabili per il riscaldamento e raffrescamento;
- riduzione del 55% delle emissioni delle automobili;
- riduzione del 50% delle emissioni dei furgoni;

Tra gli obiettivi più ambiziosi spicca lo “Zero emissioni prodotte dalle automobili nuove entro il 2035”.

In aggiunta, dal 2026, al trasporto su strada si dovrà attribuire un prezzo legato all'inquinamento, per promuovere l'utilizzo di tecnologie e carburanti più puliti. Infine, la Commissione propone anche misure sostenibili nel settore del trasporto aereo, e nel settore marittimo per i porti principali, così da ridurre l'utilizzo di carburanti inquinanti che danneggiano la qualità dell'aria a livello locale. [3]

Poiché la Commissione Europea, conformemente all'accordo di Parigi, ha previsto la *carbon neutrality* entro il 2050, dovrà ridurre almeno del 40% le emissioni climalteranti entro il 2030. Pertanto, tutti i 27 Stati membri hanno assunto l'impegno di rendere l'Unione Europea come modello di primo continente a impatto climatico zero entro il 2050, in favore soprattutto di un'economia sostenibile.

Nei paesi meno sviluppati, circa ottocento milioni di persone non hanno accesso all'energia elettrica, in nessuna forma.

In Europa, grazie all'istituzione di Osservatori nazionali che monitorano il fenomeno, seppur con forti disomogeneità negli indicatori utilizzati, la dimensione del problema viene analizzata attraverso il costo dei consumi energetici.

In Italia si punta soprattutto, finanziariamente e culturalmente, all'efficientamento energetico delle abitazioni per garantire il comfort abitativo a fronte di una

riduzione della spesa per i consumi energetici. Se entro il 2050 un cittadino europeo su due, potrà auto-produrre energia, o individualmente, o tramite le Comunità Energetiche, allora avremmo fortemente contrastato la povertà energetica. Ogni cittadino potrà beneficiare della partecipazione ad una comunità energetica tramite forme di solidarietà energetica, grazie all'azione dei soci e alle strategie per risparmiare energia.

Attraverso l'installazione di sistemi condivisi di monitoraggio dei consumi energetici di ciascun individuo e di procedure di ottimizzazione, l'approccio collettivo e il concreto scambio energetico tra i partecipanti della CER comporterà investimenti di ristrutturazione degli edifici, con conseguente reinvestimento degli utili.

Come detto, lo sviluppo delle comunità di energia è correlato al tema del risparmio energetico.

Risparmio energetico significa riduzione dei consumi di energia necessari a svolgere un'attività, a livello di singolo cittadino, aziende, aggregato di soggetti (comunità) che vivono il territorio. Il risparmio energetico può essere raggiunto grazie a due approcci principali:

1. Efficiamento energetico supportato da interventi di tipo gestionale: l'utente domestico regola autonomamente i consumi nella propria dimora. Grazie alla domotica nelle abitazioni è possibile consumare energia solo quando realmente necessario. Invece, per quanto riguarda le aziende, è necessaria una gestione più puntuale del fabbisogno energetico e delle *utility* all'interno della stessa (il termine *utility* fa riferimento ai servizi quali energia elettrica, gas e acqua).
2. Efficiamento energetico grazie ad interventi impiantistico-strutturali: si tratta della sostituzione dei dispositivi con quelli a tecnologia più avanzata. Molto spesso i cambiamenti avvengono per funzionamento e sorgente energetica. Quindi nelle aziende si troveranno nuovi macchinari più efficienti con consumi ridotti.

Parlare di "efficienza energetica" di un dato processo/trasformazione/servizio significa considerare il rapporto tra l'effetto utile ottenuto (o prestazione erogata) e l'energia immessa in ingresso. Quando l'effetto utile vale proprio l'erogazione di energia, allora l'efficienza coincide con il rendimento della trasformazione associata, come descritto dal primo principio della termodinamica. Pertanto un aumento dell'efficienza energetica è ottenibile; in primis, agendo sugli usi finali

dell'energia dovuti a cambiamenti sia tecnologici ma soprattutto comportamentali, in alternativa, la riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili (carbone, gas, petrolio) comporta aspetti legati alle diverse catene dei rendimenti energetici, le quali inglobano condizioni ambientali ed economiche.

Per esempio, l'installazione di un impianto fotovoltaico per autoconsumo, non comporta necessariamente una riduzione nei consumi energetici (almeno non direttamente) di chi utilizza l'energia prodotta, tuttavia, non si utilizza energia di natura fossile, a vantaggio dell'ambiente e della collettività; in aggiunta, si associano benefici legati al mancato costo della trasmissione dell'energia attraverso le reti e molto altro.

Per concludere, attivare delle comunità energetiche comporta interventi di efficientamento basati su tecnologie avanzate, ma soprattutto cambiamenti culturali e individuali legati ai consumi di energia.

1.2. Economia collaborativa

La sharing economy, dall'inglese economia collaborativa, è un modello che intende condividere beni e servizi. Si parla di economia circolare, a favore dell'ambiente, limitando sprechi e rifiuti.

L'economia collaborativa è fondata su reti d'individui interconnesse, organizzazioni o comunità basate sulla collaborazione, la condivisione, lo scambio, il commercio di prodotti e/o servizi. A riguardo delle comunità energetiche, si applicano i principi della *sharing economy* e quello più rilevante è "accesso al bene": infatti, un bene può essere condiviso attraverso il noleggio, la vendita diretta o mediante terzi rispetto al proprietario e/o l'utilizzatore.

Verosimilmente, è possibile condividere beni e servizi senza negare lo scambio di denaro. Pertanto, la *sharing economy* attua una trasformazione radicale a livello sociale, culturale e ambientale, nei modelli di produzione e consumo.

Lo sviluppo di iniziative sta portando la transizione energetica verso nuovi stili di vita e fondamentalmente coesistono tre categorie di attori:

1. gli utenti nonché utilizzatori;
2. i fornitori stessi di beni e servizi;

3. gli intermediari operanti su piattaforme collettive di collaborazione.

Infatti, una piattaforma di collaborazione è alla base delle iniziative collaborative per collegare i fornitori con gli utenti, garantendo le transazioni reciproche. Solitamente vengono gestite e create dagli utenti, ma anche da cooperative, società od enti e soggetti economici (con o senza scopo di lucro). In questo modo domanda ed offerta di beni e servizi tra pari avviene direttamente. Ci possono essere piattaforme fisiche, digitali o semplicemente di tipo organizzativo. Ovviamente le tecnologie digitale permettono al modello di espandersi rapidamente grazie agli applicativi per smartphone, pagine internet dedicate, social network ed altri servizi a costi irrisori. Alla fidelizzazione si sostituisce la reputazione digitale. Lo *sharer* possiede un account pubblico, spesso legato ai social network, che viene recensito secondo classifiche di gradimento (*ranking e feedback*), su spazi virtuali quali forum e chat pubbliche. Le piattaforme collaborative “fanno da ponte” tra i membri della comunità accomunate dallo stesso bisogno specifico. Per questo una comunità fondata su una piattaforma collaborativa guadagna rilevanza non solo economica ma anche ambientale e sociale. [4]

Il risparmio energetico nell’edilizia costruttiva, permette uno sviluppo sostenibile degli edifici, i quali sono i maggiori responsabili delle emissioni in atmosfera.

All’interno della Direttiva Europea 2010/31/UE già si parlava di NZEB (*Nearly Zero Energy Building*) precisamente riguardo alle EPBD (*Energy Performance Building Directions*), e successivamente nella Direttiva 2018/844/UE aggiornata. A partire dal pubblico per poi passare al privato, tutte le nuove costruzioni dovranno essere edifici ad energia quasi zero, grazie alle linee guida per gli Stati membri e ai requisiti minimi di prestazione energetica per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a importanti ristrutturazioni.

I principi della progettazione sostenibile di un edificio NZEB sono:

- l’uso di materiali ecocompatibili, di riciclo ed efficienti;
- sfruttare le risorse naturali (come il sole e il vento);
- isolamento termico di ultima generazione;
- impianti tecnologicamente avanzati, alimentati da rinnovabili;
- fabbisogno energetico ridotto al minimo (illuminazione a led, pompe di calore).

La gestione dei consumi spesso è accompagnata da sistemi domotici, sensori e misuratori, così da minimizzare gli sprechi.

Numerosi edifici e quartieri ad alta efficienza energetica sono stati realizzati negli ultimi decenni:

- *BedZED - Beddington Zero Carbon Energy Development* viene completato nel 2002, nel Regno Unito. Si tratta del primo quartiere sostenibile, situato a Sutton, un piccolo borgo a Sud di Londra, costituito principalmente da uffici e appartamenti.
- *Heliotrope* è un tipo di “casa” ecosostenibile progettata dall'architetto tedesco Rolf Disch, e realizzata per lui nel 1992 a Friburgo. L'edificio deve il suo nome di origine greca (cui significato è *esposto al Sole*), proprio al suo movimento rotatorio che gli permette di seguire il Sole, per essere sempre orientato nel modo ottimale a garantire la massima efficienza energetica all'interno del locale, oltre a produrre effetti benefici sulla salute degli abitanti.
Ne esistono altre nel mondo, a partire dall'italiana *Villa Girasole*, primissimo esempio di casa rotante, a Merellise (VR), progettata dall'Ing. Angelo Invernizzi e costruita tra il 1929 e il 1935 in stile Art Dèco, agli albori della sostenibilità; oppure *Suite Vollard* in Brasile, il primo edificio al mondo ad avere i piani che ruotano in modo indipendente l'uno dall'altro.
- *Fiorita Passive House* è il primo edificio, con struttura portante in legno X-LAM, formato da otto unità immobiliari, terminato nel 2016 a Cesena. La scelta del legno come materiale preponderante ha ridotto i tempi di costruzione, senza perdere in efficienza, anzi proprio a beneficio delle prestazioni energetiche.

1.3. Comunità energetiche

Le comunità energetiche rinnovabili (CE) sono una coalizione di utenti connessi, che intendono soddisfare la produzione e il consumo di energia attraverso la gestione di un certo numero di impianti locali. L'intento primario consiste in sviluppare e condividere i benefici economici e sociali che derivano dalla fornitura di energia rinnovabile ai propri membri, senza ottenere profitto economico come per le società energetiche tradizionali. Le CE si basano su principi e regole di autogestione e condivisione delle risorse. I membri di una comunità energetica sono

guidati dalle istituzioni locali che intendono promuovere un nuovo sistema socio-energetico. Solitamente viene istituito un ente, una cooperativa, un'associazione di comunità a vari livelli di *governance*, a partire da strutture residenziali, allargandosi poi al quartiere circostante raccogliendo sempre più volontari attivi, sino ad una collettivazione; infatti di norma, ogni cittadino interessato può partecipare alla CE.

Il sistema distributivo elettrico italiano, grazie alle *smart community*, potrebbe beneficiare di una riduzione dei costi di gestione, tra il 10 e il 30% annui, corrispondenti ad un risparmio effettivo compreso tra 300 milioni e 1 miliardo di euro all'anno, con conseguente risparmio in bolletta dei membri coinvolti.

In aggiunta, si vedrebbe diminuire la dipendenza energetica da paesi esteri del 15%, pari al valore di circa 10 miliardi di euro all'anno.

Se consideriamo anche lo sviluppo di filiere produttive nazionali, legate ai dispositivi necessari all'attivazione delle comunità, entro il 2030 dovrebbe sorgere un mercato di valore racchiuso tra 10 e 40 miliardi di euro.

Ad oggi, i numeri delle comunità, percepite come scenari sperimentali, sono ancora bassi. Tuttavia il prossimo decennio, prevede dalle 25.000 alle 100.000 comunità energetiche, collegate ad un mercato dell'energia stimato tra i 50 e i 160 miliardi di euro.

Il processo evolutivo è seguito sin dagli albori da figure professionali dedicate per lo sviluppo e la progettazione, con attenzione particolare ai diversi vantaggi economici e ambientali: risparmio in bolletta, valorizzazione dell'energia prodotta, agevolazioni fiscali, riduzione degli impatti ambientali e molto altro.

Il primo passo vede l'utente trasformarsi da passivo ad attivo, il cosiddetto *prosumer* (dall'inglese *producer-consumer*), come illustrato in Figura 1.1. Per essere tale, il prosumer possiede un proprio sistema produttivo dell'energia (impianto), che in parte consuma e in parte immette in rete, ovvero può scambiarla con gli altri consumatori nelle vicinanze, oppure può anche essere immagazzinata in un apposito sistema di accumulo (dallo *storer*), per essere ceduta alle unità di consumo nel momento più opportuno. Coloro che riescono a realizzare tutte queste azioni sono detti *proconstomer* (*producer-consumer-storer*). Ovviamente, il prosumer gode di benefici economici, oltre che di una relativa autonomia energetica, e inoltre può diventare il vero protagonista nello scambio dei flussi energetici. [4]

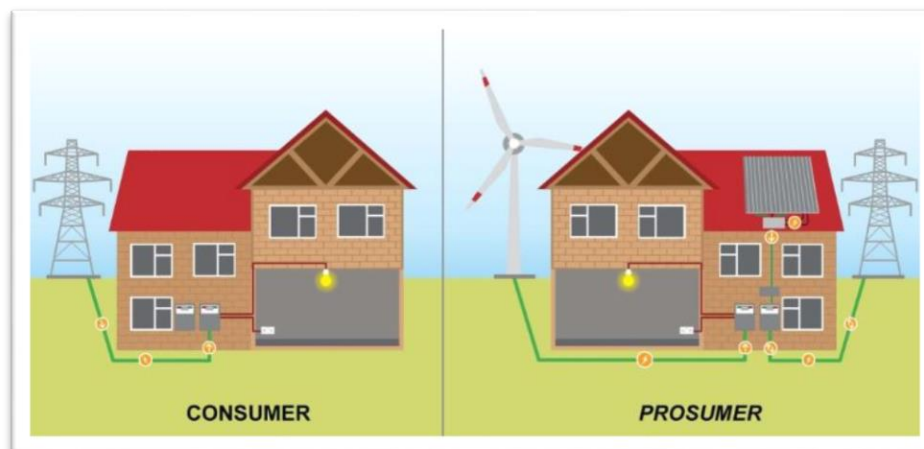


Figura 1.3: Consumer e Prosumer. [5]

Una comunità energetica è basata sui principi di decentramento, localizzazione e autoconsumo in favore di un'economia collaborativa. Autoconsumo vuol dire consumare immediatamente l'energia elettrica prodotta dal sistema di generazione sul posto, per soddisfare i fabbisogni energetici delle attività e/o imprese, ma anche i cittadini, non solo singolarmente ma anche in forma collettiva, per esempio all'interno di condomini o comunità energetiche locali.

Nel sistema tradizionale a comandare è la domanda, mentre in quello orizzontale è la produzione. Nel limite del possibile, la domanda deve essere adeguata alla produzione: l'algoritmo di gestione dell'energia deve telecomandare diversi apparecchi in modo che funzionino il più possibile quando c'è produzione solare. Il *prosumer* è colui che contribuisce attivamente allo sviluppo energetico nonché alla transizione energetica del Paese, grazie all'efficientamento energetico e attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. La diffusione di sistemi fotovoltaici corrisponde all'aumento di generazione distribuita, all'interno di reti di media e bassa tensione. [6] Dal punto di vista economico, il sistema elettrico nazionale deve bilanciare costantemente l'offerta energetica alla richiesta di consumo, ma, in Italia, per raggiungere tale obiettivo vengono distinte tre tipologie di autoconsumo:

1. individuale: il cittadino possiede un impianto di produzione di energia rinnovabile e auto-consuma l'energia che lui stesso ha prodotto;
2. collettivo: l'esempio più comune è quello del condominio con impianto fotovoltaico sul tetto che fornisce energia elettrica alle unità abitative di coloro che aderiscono;

3. comunità energetica: i membri partecipanti devono produrre energia, con impianti alimentati da fonti rinnovabili, destinata al proprio consumo o da condividere sulle reti di distribuzione già esistenti.

In Italia, le tipologie di autoconsumo collettivo e comunità energetica sono riconosciute legalmente dal 2020.

L'autoconsumo può essere soddisfatto principalmente attraverso le seguenti condizioni di natura energetico-economica:

- nella giornata e nell'anno, profilo di produzione idoneo a garantire il profilo di carico;
- il costo unitario dell'energia rinnovabile prodotta (inclusi costi di installazione, manutenzione, incentivi ecc.) deve risultare minore o al più uguale al costo del kWh acquistato dalla rete.

Inevitabilmente, gli impianti perdono di efficienza negli anni e quindi se si riuscisse a consumare immediatamente tutta l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico, l'investimento iniziale verrebbe ammortizzato in tempi più brevi. Tuttavia, molta dell'energia consumata dall'utente viene acquistata dalla rete, poiché raramente tutta l'energia prodotta viene immediatamente consumata (autoconsumo sempre inferiore al 100% teorico). Inoltre, incidono molto la variabilità e stagionalità di alcune fonti rinnovabili, come l'energia fotovoltaica. Proprio per questi motivi, nasce l'idea di autoconsumo collettivo: in pratica, si mettono in comune le utenze elettriche per ottimizzare i profili di carico, cercando di massimizzare i consumi dell'energia prodotta all'interno della comunità stessa. In prima analisi, appare evidente la riduzione dei costi legati al trasporto e agli oneri di sistema, ma la normativa introduce dei limiti per poter parlare di autoconsumo, quindi, occorre uno studio di fattibilità prima di intraprendere qualche investimento.

Nell'ambito del cosiddetto *Clean Energy Package* (CEP) che fissa al 32% l'obiettivo della diffusione negli usi finali delle rinnovabili entro il 2030, grazie alla Direttiva n.2018/2001 (RED II), per la prima volta si è parlato degli "autoconsumatori di energia rinnovabile", degli "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" e delle "Comunità di energia rinnovabile". [7]

Le definizioni di comunità energetica si trovano nelle seguenti direttive:

- Direttiva UE 2018/2001, Direttiva sulle energie rinnovabili, che definisce la Comunità di Energia Rinnovabile (CER),
- Direttiva UE 2019/944, Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica, che esplica la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC).

Pertanto si trattano principalmente due tipi di comunità energetiche:

1. Comunità Energetica Rinnovabile (CER):
basata sul principio di autonomia tra i membri necessariamente in prossimità degli impianti di generazione. Questa comunità può gestire l'energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile. La CER è un'entità indipendente dai singoli membri, potendo esercitare diritto pur essendo soggetta a doveri.
2. Comunità Energetica di Cittadini (CEC): può gestire solo l'elettricità e non prevede i principi di autonomia, né vincoli sull'energia generata, che può essere sia generata da fonte rinnovabile sia da combustibili fossili.

Le differenze consistenti tra le CER e CEC sono, in sintesi:

	CER	CEC
Fonte energetica rinnovabile	sì	no
Autonomia	sì	no
Prossimità	sì	no
Diverse forme energetiche gestibili	sì	no
Termine recepimento	30/06/21	31/12/21

La Direttiva RED II, ammette come azionisti o membri di una Comunità soltanto le persone fisiche, piccole-medie imprese o enti locali includendo i Comuni. Rispetto alla situazione attuale, si potrebbe ampliare la partecipazione ad altri soggetti alle CER.

Nonostante i differenti termini di recepimento, gli Stati membri possono accorpate il tema delle comunità energetiche in un'unica legge.

Quest'ultima dovrà promuovere nuove attività e schemi di aggregazione. Inoltre, si occuperà sia di coordinare sia di controllare la generazione e la domanda energetica, permettendo così anche ai piccoli utenti di entrare nel mercato dell'energia all'ingrosso. [7]

1.4. Minirete, microrete e nanorete

Il termine mini-rete (*mini-grid*) rivela un sistema di distribuzione elettrica in Isola (off-grid) con una produzione la cui potenza nominale sia inferiore a 15 MW. Si tratta di impianti ottimali alle situazioni presenti nei Paesi in via di sviluppo. Essendo relativamente di facile installazione nelle aree senza elettricità, le *mini-grid* sono costituite da impianti ad energia solare, eolica, a biomassa o addirittura ibridi. Effettivamente si riducono parecchio i costi e le emissioni clima-alteranti. Ciò comporta una serie di vantaggi finanziari, tecnici e ambientali.

Affinché nel 2030 l'elettricità possa essere accessibile alla maggior parte della popolazione mondiale, la velocità di espansione dovrebbe raddoppiare. Si discute delle potenzialità dei sistemi *mini-grid* rinnovabili nelle Conferenze biennali internazionali "*International Off-grid Renewable Energy Conference*" (IOREC) che si tengono ormai da 10 anni.

Le ultime quattro edizioni si sono tenute nelle seguenti località:

- 1) Accra, Ghana in 2012;
- 2) Manila, Philippines in 2014;
- 3) Nairobi, Kenya in 2016 ;
- 4) Singapore in 2018.

La quinta edizione si è conclusa in versione telematica nei giorni 7-9 dicembre 2021.

Le tematiche affrontate sulle recenti innovazioni tecnologiche nel campo delle mini reti rinnovabili e sulle politiche di diffusione universale dell'energia, porterà le mini reti ad essere altamente competitive nei confronti di altri sistemi di produzione elettrica nelle aree più arretrate tecnologicamente. Grazie a finanziamenti rivolti agli operatori o direttamente agli utenti, consiste nel miglior mezzo di sviluppo dei progetti. In Asia è presente il maggior numero di minireti, mentre in Africa sono stati pianificati numerosi progetti.

Ad oggi le recenti minireti sono realizzate considerando la combinazione di celle fotovoltaiche ed elettrolitiche, ovvero produzione di energia FV accompagnata da batterie per l'accumulo.

Rispetto alle minireti, si definiscono microreti (*microgrids*) le reti con le seguenti caratteristiche principali:

- potenza generata compresa tra 1 kW e 50 kW;
- nei casi di emergenza è previsto il collegamento alla rete elettrica;
- collegamento tramite linea di distribuzione propria.

Nei casi di generazione inferiore al kW si parla di nanoreti (*nanogrids*) tipicamente relative ad un'utenza singola, senza linea di distribuzione. Molto spesso è conveniente ed economico sfruttare più livelli di tensione DC a maggior efficienza, ma con carichi anch'essi necessariamente in DC.

Questi impianti vengono consigliati nelle comunità rurali oppure zone difficili da raggiungere attraverso la rete tradizionale, assieme all'installazione di un sistema di accumulo. [8]

Capitolo 2

2 Microrete PVZEN

2.1. Generalità

Il PVZEN (*Photo Voltaic Zero Energy Network*) è un progetto multidisciplinare, nato dalla sperimentazione degli edifici NZEB, delle comunità energetiche e della produzione di energia rinnovabile integrata agli edifici. Promosso dal Politecnico di Torino, si pone l'obiettivo di costruire un edificio che autoproduce l'energia necessaria grazie a dei generatori fotovoltaici montati sul tetto dell'edificio e sulle sue pareti esterne. Inoltre, per risultare completamente indipendente dalla rete elettrica, beneficerà di pacchi batterie.

La micro-rete è composta da due sale studio, un locale di controllo e un locale tecnico al cui interno stesso saranno installati quadri elettrici, inverter e accumulatori. Si tratta di tre utenze: un locale di controllo con locale tecnico aggregati e due sale studio distinte.

I materiali rispetteranno i requisiti per l'alta efficienza energetica, secondo le regole per gli edifici NZEB, così da ridurre i consumi per la climatizzazione di tutto l'anno. Ci saranno solamente carichi elettrici, anche per gli impianti termici costituiti da pompe di calore a tecnologia inverter.

Ogni locale disporrà di pannelli fotovoltaici propri e rispettivi sistemi di accumulo, per massimizzare l'autosufficienza rispetto agli altri utenti. Ciononostante, gli utenti possono condividere energia tra di loro andando ad incrementare l'autosufficienza della micro-rete.

La disponibilità istantanea della fonte rinnovabile guiderà gli scambi, poiché in assenza di produzione, gli accumulatori forniranno l'alimentazione ai carichi. Piuttosto che prelevare energia elettrica dalla rete, gli utenti possono ricevere l'energia da un altro utente della micro-rete, sfruttando un miglior prezzo rispetto a quello della rete elettrica. La micro-rete, infatti, privilegia gli scambi energetici interni ad essa, sebbene sia necessario un unico allacciamento alla rete di distribuzione, il cui sfruttamento sarebbe da evitarsi.

Lo scambio energetico avverrà mediante linee di connessione tra loro i vari utenti. Le linee saranno gestite da dispositivi contattori e commutatori, comandati dai PLC,

che consentiranno di abilitare o disabilitare le linee. In questo modo ci sarà un sistema avente tutte le combinazioni possibili di collegamento tra gli utenti, in funzione dei dati di produzione fotovoltaica, delle richieste dei carichi elettrici e dello stato di carica dei sistemi di accumulo.

L'impianto è stato installato sul tetto e nei locali dello scavalco, sede del DET (Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni), in configurazione provvisoria e sperimentale del progetto, per l'intero periodo di costruzione della struttura prefabbricata nella Cittadella Politecnica.

Nei prossimi paragrafi verranno trattati innanzitutto i componenti del generatore FV, con qualche informazione riguardo alle più moderne tecnologie. Successivamente ci sarà anche una descrizione dei carichi elettrici previsti all'interno degli edifici, suddivisi per utente. Ovviamente, tra le varie parti dell'impianto trovano collocazione i quadri DC e AC ed i collegamenti tra di essi.

2.2. Generatore FV

2.2.1. La cella elementare

L'energia rinnovabile, maggiormente sfruttata è sicuramente l'energia solare. Nel nucleo del Sole, attraverso reazioni di fusione termonucleare ad altissime temperature, vengono liberate enormi quantità di energia che raggiungono la Terra come radiazioni elettromagnetiche, misurabili in termini di irradianza G (W/m^2). Il moto apparente del Sole, l'atmosfera e le condizioni climatiche, sono elementi variabili nel tempo, pertanto la progettazione di un sistema FV richiede la misurazione di questi dati nel luogo d'installazione. [9] [10]

Grazie all'effetto fotovoltaico, la cella può convertire l'energia solare in energia elettrica per via delle proprietà chimico-fisiche dei materiali semiconduttori di cui è composta, nonché dal tipo di silicio adottato a seconda della tecnologia. Non tutto lo spettro solare viene assorbito e convertito: infatti, parte dei fotoni incidenti viene sprecata nel processo.

La cella solare è costituita da due strati di silicio, sottoposti a drogaggio di tipo P e N, e da elettrodi metallici disposti a griglia.

Nella *regione di svuotamento* tra i due strati, sorge spontaneamente un campo elettrico (*campo di giunzione*), che si oppone al flusso di cariche. Appena la

radiazione solare colpisce la giunzione, inizia il processo di conversione dell'energia (*effetto fotovoltaico*). L'aspetto più importante riguarda l'*Energy Gap* tra la banda di valenza e quella di conduzione: infatti, i fotoni che incidono sulla superficie della giunzione, ma non hanno sufficiente energia, non generano coppie *elettrone-lacuna*, bensì calore e altre perdite. Il movimento di elettroni che attraversa la banda interdotta è chiamata *corrente di generazione* ed è raccolta attraverso gli elettrodi. Nella Figura 2.1 è possibile osservare quanto appena descritto sulla giunzione P-N.

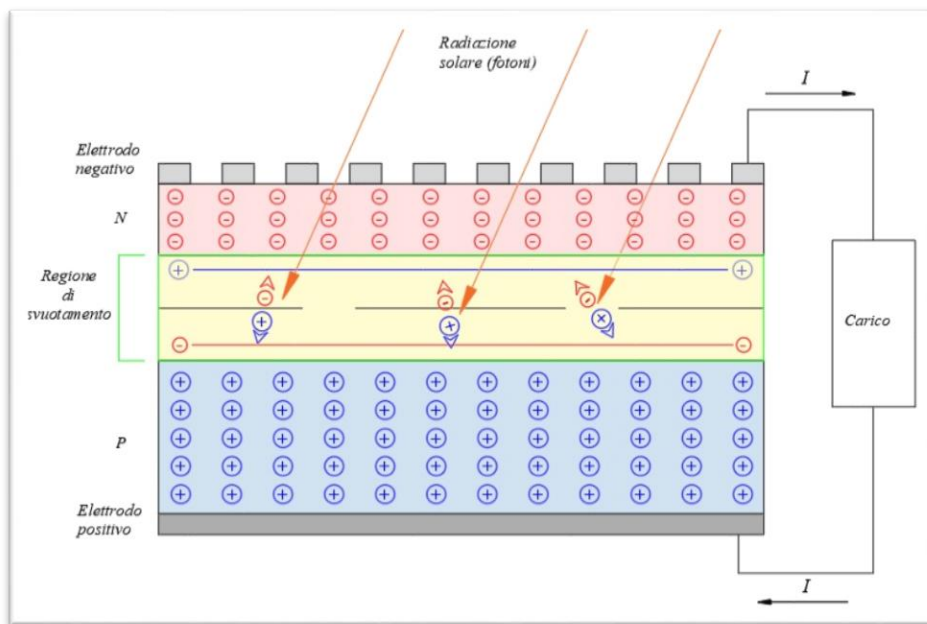


Figura 2.1: Giunzione P-N in una cella al Silicio.

Un modulo fotovoltaico, si ottiene dal collegamento di più celle in serie, fino a raggiungere i valori di tensione desiderati dal costruttore. Successivamente ad alcune lavorazioni di fabbrica specifiche, esso procede all'assemblaggio del pannello solare pronto per la vendita e l'installazione. In basso, nella Figura 2.2 è rappresentata la realizzazione di un generatore fotovoltaico a partire dall'unione di più celle e moduli collegati in stringhe. [10]

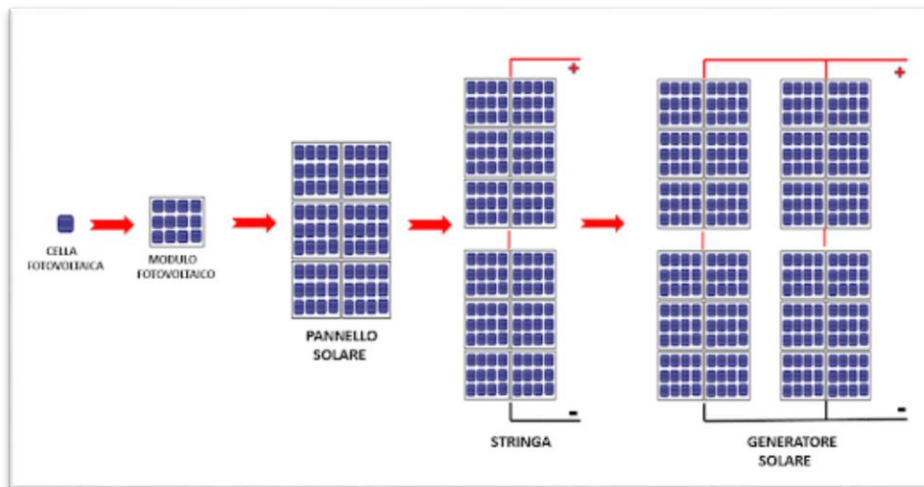


Figura 2.2: Processo realizzativo di un generatore FV.

La **cella fotovoltaica** viene rappresentata attraverso la Figura 2.3 del circuito equivalente.

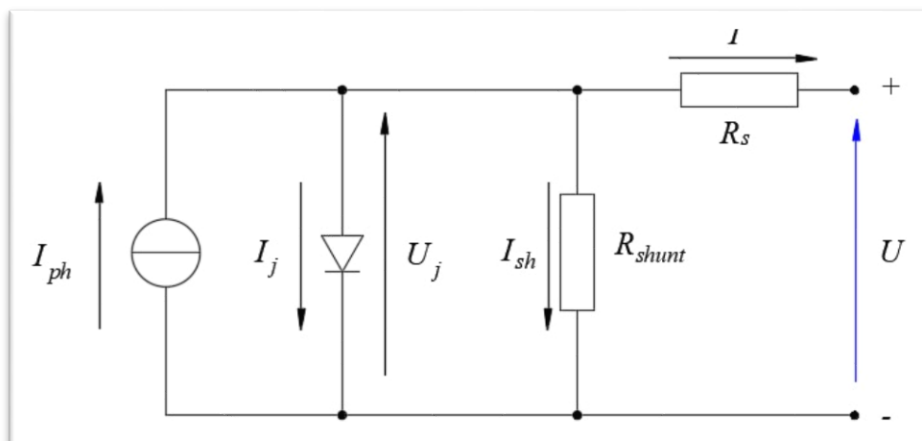


Figura 2.3: Circuito equivalente cella fotovoltaica.

I_{ph} è la corrente generata per effetto fotovoltaico ed è rappresentata da un generatore ideale di corrente proporzionale all'irradianza G e alla superficie S della cella esposta alla radiazione solare e al coefficiente k che tiene conto della tipologia di cella, secondo l'equazione:

$$I_{ph} = k \cdot S \cdot G \quad 1)$$

Il diodo in parallelo rappresenta la ricombinazione interna alla giunzione P-N. Infatti, alla giunzione viene associata una corrente I_j descritta dall'equazione:

$$I_j = I_0 \left(e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right) \quad 2)$$

con:

- I_0 - corrente di saturazione inversa del diodo;
- q - carica dell'elettrone ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C);
- U_j - tensione sulla giunzione;
- m - fattore di qualità della tensione;
- T - temperatura assoluta della giunzione (K);
- k - costante di Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K).

Una resistenza R_{sh} vuole rappresentare la quota di potenza persa, dovuta alle dispersioni di corrente sulle superfici laterali, ossia tra la piastra metallica posteriore e la griglia superiore della cella. Invece, una resistenza R_s è il risultato di più contributi: le resistenze volumiche del semiconduttore, la resistenza di contatto tra semiconduttore e elettrodi e quella degli elettrodi stessi. Ai capi della cella si ha la tensione ai morsetti del carico U e la corrente assorbita I , ricavabili rispettivamente dalle seguenti equazioni di equilibrio, la prima nella maglia e la seconda dal bilancio di corrente al nodo del circuito:

$$U = U_j - R_s \cdot I \quad 3)$$

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad 4)$$

La tensione e la corrente di giunzione vengono solitamente ricavate rispettivamente dalle equazioni sottostanti:

$$U_j = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_j + I_0}{I_0} \right) \quad 5)$$

$$I_j = I_{ph} - I - \frac{U_j}{R_{sh}} \cong I_{ph} - I, \text{ dove } R_{sh} \gg R_s \quad 6)$$

Sostituendo I_j nell'equazione 4) si ottiene:

$$U_j = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) \quad (7)$$

quindi:

$$U = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) - R_s \cdot I \quad (8)$$

da cui:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q}{m \cdot k \cdot T} (U + R_s \cdot I)} - 1 \right) \quad (9)$$

Imponendo la condizione $I = 0$ nell'equazione 9), risulta:

$$U_{oc} = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} + I_0}{I_0}\right) \quad \text{Tensione a circuito aperto} \quad (10)$$

mentre dalla condizione $U = 0$ nell'equazione 11), risulta:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q}{m \cdot k \cdot T} (R_s \cdot I)} - 1 \right) \quad \text{Corrente di cortocircuito} \quad (11)$$

Per un rapido confronto prestazionale tra celle fotovoltaiche si tiene conto del *fattore di riempimento FF (Fill Factor)*, ottenibile come rapporto tra la potenza massima P_{max} e il prodotto di tensione a vuoto V_{oc} e corrente di cortocircuito I_{sc} .

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (12)$$

Esso varia a seconda della tecnologia di cella, da cui si hanno valori tipici tra 0.7 - 0.8 per silicio cristallino e tra 0.5 - 0.6 per silicio amorfo.

Torna utile correlare la V_{oc} e l'energy gap E_g in prima approssimazione tramite la seguente equazione:

$$V_{oc} = \frac{E_g}{q} \quad (13)$$

In Figura 2.4 si vede il risultato dei due effetti opposti, ed in particolare l'efficienza ha un massimo del 25% circa quando E_g corrisponde a circa 1,5 eV, mentre per gli altri valori segue il tipico andamento decrescente.

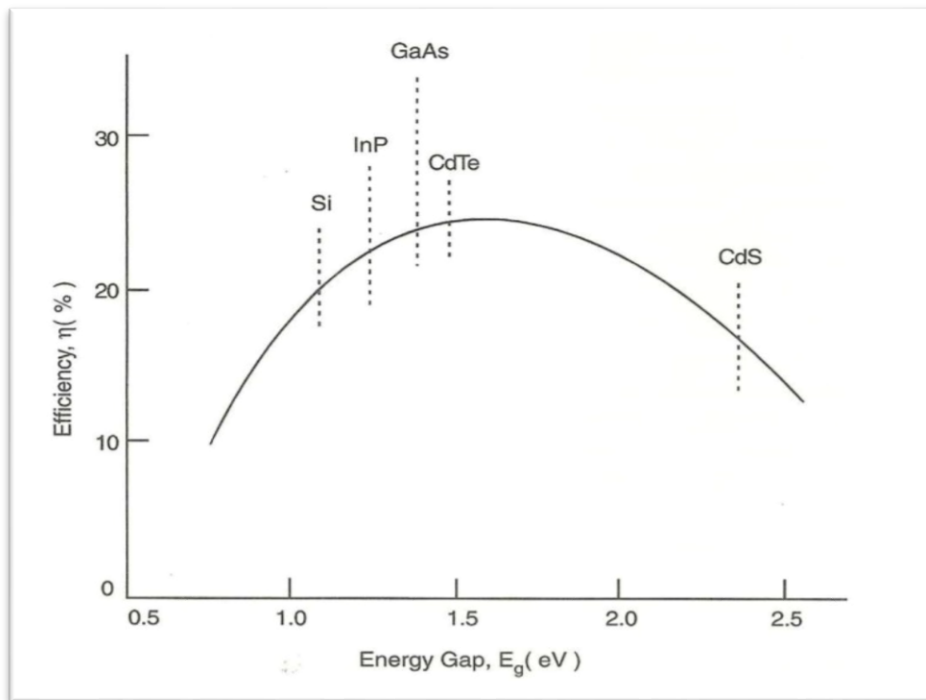


Figura 2.4: Efficienza in funzione dell'energy gap per diversi materiali.

È dunque possibile affermare che i semiconduttori con energy gap maggiore (1,7 eV per *a-Si* ed 1,1 eV per *m-Si*) generano una tensione più elevata (0,8 V per *a-Si* e 0,6 V per *m-Si*), a discapito di una minore banda nella risposta spettrale (750 nm per *a-Si* e 1100 nm per *m-Si*) e di una minore densità di corrente (13 mA/cm² per *a-Si* e 35 mA/cm² per *m-Si* quando $G = 1000 \text{ W/m}^2$). [9]

2.2.2. Curva caratteristica ($I-V$) e parametri tipici

La Figura 2.5 seguente, mostra la caratteristica corrente-tensione e, sullo stesso piano, la caratteristica potenza-tensione, mettendo in risalto i punti di funzionamento alla massima potenza di una cella fotovoltaica (o modulo).

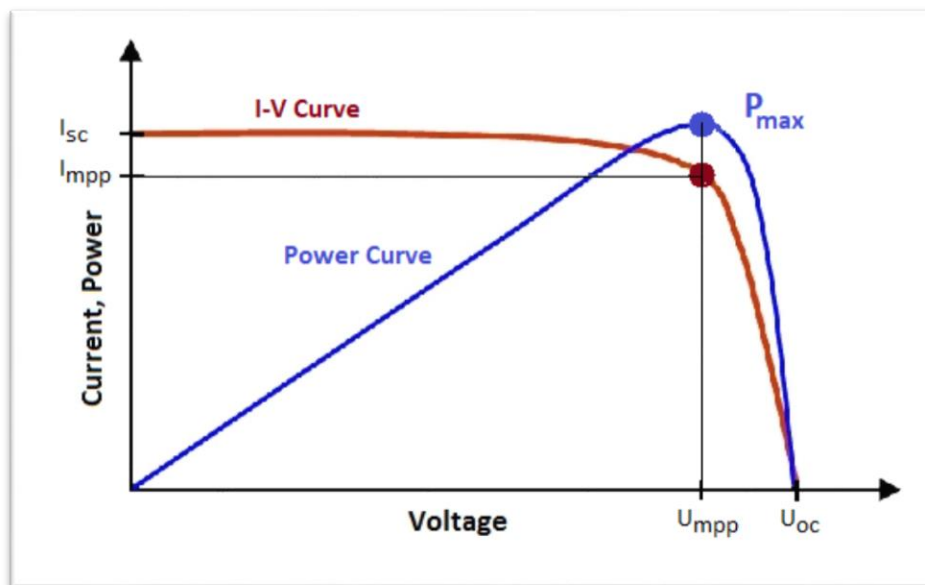


Figura 2.5: Caratteristica I-V (curva rossa); caratteristica P-V (curva blu).

Questa caratteristica rappresenta l'area di lavoro della cella e i punti notevoli da evidenziare sono i seguenti:

- I_{sc} - corrente massima erogata in condizioni di cortocircuito;
- V_{oc} - tensione massima ottenibile a vuoto.

Nella stessa figura compare la caratteristica di potenza della cella che presenta un massimo in corrispondenza del "ginocchio" della curva I-V, con altri due punti notevoli I_{mp} e V_{mp} , rispettivamente corrente e tensione di massima potenza. Tutti questi valori sono influenzati dalle condizioni ambientali in cui opera la cella, elencati di seguito:

- Irraggiamento;
- Temperatura di cella;

- Ombreggiamenti.

Essi incidono sulla curva I-V variandone l'andamento. In particolare, al diminuire dell'irradianza, la caratteristica trasla in verticale a valori di corrente I_{sc} inferiori;

mentre la tensione a vuoto V_{oc} diminuisce leggermente, ma per valori di irradianza di circa 50 W/m^2 può diventare non trascurabile.

Le perdite presenti nella fase di conversione dalla potenza irradiata alla potenza elettrica potrebbero essere ridotte con opportune tecniche di progettazione, tuttavia impossibili da eliminare.

I principali fattori di perdita sono così classificati:

- Riflessione o copertura della superficie della cella, non tutte le radiazioni possono raggiungere la parte attiva della cella, infatti esistono fenomeni di riflessione o oscuramento dovuti alla griglia frontale composta da *fingers e busbar*. Queste perdite, si possono ridurre con trattamenti antiriflesso, ma poco al disotto del 10%.
- Eccesso di energia dei fotoni, i fotoni che impattano sulla cella possiedono un'energia superiore all'energy gap del materiale semiconduttore. Tale eccesso di energia viene dissipato in calore, contribuendo ai fattori di perdita comunque al 30%.
- Difetto di energia dei fotoni, i fotoni che impattano sulla cella possiedono un'energia inferiore a quella dell'energy gap del materiale semiconduttore. Pertanto non possono generare coppie elettrone-lacuna, bensì danno origine a energia termica, con perdite fino al 20%.
- Ricombinazione, il campo elettrico di giunzione non riesce a mantenere separate tutte le coppie elettrone-lacuna, infatti parte di esse cede energia termica, ricombinandosi con perdite del 2% circa.
- Fattore di forma, l'energia elettrica prodotta viene dissipata nel diodo, nella resistenza in serie R_s e nella resistenza in parallelo R_{sh} , senza raggiungere il circuito esterno, incidendo oltre il 20% sulle perdite. [15]

Ovviamente, anche l'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici potrebbero rientrare tra i fattori di perdita, ma si presuppone un'installazione ottimale e quindi non vengono mai considerati come tali. Sicuramente incidono fortemente sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico: infatti, quanto più i moduli sono rivolti verso i raggi del sole, tanto più ne beneficerà l'effetto fotovoltaico.

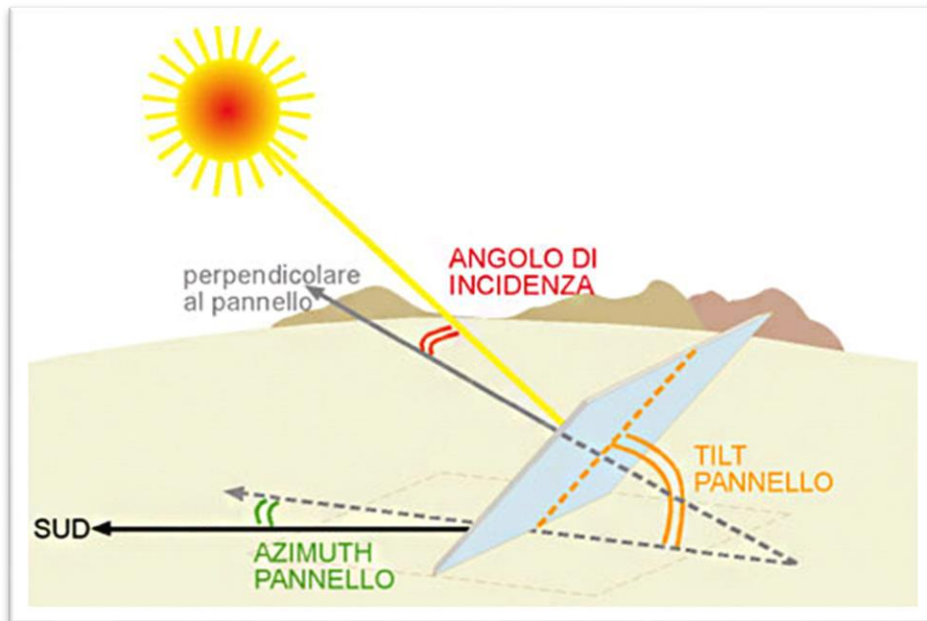


Figura 2.6: Angoli di inclinazione e orientamento del generatore. [11]

Per esprimere la qualità di un modulo fotovoltaico bisogna parlare di rendimento, esprimibile come rapporto tra la potenza massima che il modulo può produrre P_{max} e la potenza incidente sulla superficie del modulo P_s :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_s}, \quad \text{dove } P_s = G \cdot A \quad 14)$$

- G - irradianza (W/m^2);
- A - superficie del modulo (m^2).

In certi casi, si potrebbe esprimere come prodotto di più fattori legati al rendimento stesso, secondo l'espressione seguente:

$$\eta = \eta_p \cdot \eta_{EC} \cdot \eta_{IM} \quad 15)$$

dove:

- η_p - rendimento di riempimento: considera solo l'area del modulo (circa 85%) colpita dalla radiazione solare e completamente attiva nella conversione fotoni-corrente elettrica.
- η_{EC} - rendimento di incapsulamento: considera i rivestimenti (EVA e vetro) più le disomogeneità esistenti nelle celle;
- η_{IM} - rendimento di irradianza disuniforme: (circa 98%) considera che le celle del modulo potrebbero non essere irradiate tutte in maniera omogenea;

Inevitabilmente, il prodotto di questi rendimenti parziali (inferiori al 100%) comporta un rendimento del modulo complessivo minore rispetto a quello delle sue singole celle. È noto che i rendimenti varino in un intervallo del 5-21%, in base alla tecnologia del modulo fotovoltaico, come descritto nella seguente Tabella 2-1. [10]

Tecnologia	Rendimento
m-Si ; m-Si/a-Si	15-21 %
p-Si	14-16 %
a-Si ; a-Si/ μ c	6-10 %
CIS/CIGS	11-13 %
CdTe/CdS	13-15 %

Tabella 2-1: Confronto dei rendimenti per tipologia.

Calcolare l'energia prodotta come il prodotto tra la potenza nominale di picco ed il numero di ore equivalenti, non tiene in considerazione alcun tipo di perdita del generatore. Per calcolare l'energia effettivamente prodotta, quindi, ci si avvale del *Performance Ratio* (PR).

Il performance ratio è il coefficiente adimensionale, ottenibile come rapporto tra il rendimento energetico effettivo ed il rendimento energetico teorico.

$$PR = \frac{\text{rendimento effettivamente rilevato in kWh all'anno}}{\text{rendimento nominale calcolato in kWh all'anno}}$$

Il valore del PR, è tipicamente influenzato dai seguenti fattori ambientali:

- Temperatura dei moduli fotovoltaici;
- Dissipazione e Irraggiamento;

- Ombreggiamenti e/o sporcizia sui moduli (e/o addirittura sull'apparecchio di misurazione).

Inoltre dipende dai seguenti fattori costruttivi e di misurazione:

- Mismatching;
- Periodo di rilevazione;
- Perdite di conduzione;
- Rendimento dei moduli e dell'inverter.

È impossibile raggiungere valori del 100% del Performance Ratio, per il fatto che non si possono eliminare completamente le perdite durante la messa in funzione dell'impianto. Tuttavia un performance ratio intorno al 80%, è riferibile ad un impianto di ottima qualità. Il PR permette il confronto tra impianti FV con diverse ubicazioni ed è uno strumento di verifica di eventuali guasti o malfunzionamenti dei componenti del generatore. [12]

2.2.3. Condizioni STC e condizioni NOCT

Quando si compiono misurazioni dei parametri elettrici, tra cui anche il rendimento, fortemente influenzati dall'ambiente esterno, è necessario fissare dei valori di riferimento. La normativa EC/EN60904, espone le condizioni di prova normalizzate, cosiddette Standard Test Conditions - STC, per poter analizzare le performance dei moduli forniti dal costruttore, come segue:

- Irradianza $G = 1000 \text{ W/m}^2$;
- Temperatura ambiente a $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Indice di massa d'aria AM 1,5.

Ma poiché non sono sufficienti le sole STC, contemporaneamente, per convenzione, viene stabilita una temperatura operativa nominale della cella, cosiddetta *Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT, fornita anch'essa dal costruttore. Si tratta della temperatura di equilibrio della cella a circuito aperto e nelle seguenti condizioni:

- Irradianza $G = 800 \text{ W/m}^2$;
- Temperatura ambiente a $20 \text{ }^\circ\text{C}$;

- Velocità del vento a 1 m/s.

Di solito questo valore di riferimento è compreso tra 42 e 50 °C, e serve a calcolare la temperatura reale della cella T_c , associata ai valori di irradianza e di temperatura ambientale:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} \cdot G \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad 16)$$

I parametri a regime, nelle condizioni operative legate alle reali condizioni climatiche del luogo, oltre ai parametri di corrente e tensione a vuoto in condizioni STC e alla temperatura della cella T_c , per il calcolo analitico necessitano anche di coefficienti di temperatura, forniti dal costruttore, espressi in valori percentuali (%/°C) oppure in valori assoluti rispetto alla temperatura, elencati di seguito:

- α - coefficiente di temperatura: considera la variazione di corrente di cortocircuito I_{sc} , dovuta alla differenza tra la temperatura di riferimento e quella ambiente (%/°C) o (A/°C);
- β - coefficiente di temperatura: considera la variazione di tensione al variare della temperatura di cella (%/°C) o (V/°C);
- γ - coefficiente di temperatura: tiene conto della variazione di potenza prodotta dalla cella in funzione della temperatura della stessa (%/°C) o (W/°C).

I calcoli per ricavare i parametri elettrici di cella in condizioni reali (non standard), sfruttano le seguenti equazioni:

- $I_{sc}(G, T_c) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$
- $V_{oc}(T_c) = V_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T)$
- $P_{max}(G, T_c) = P_{max}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T)$
- $\Delta T = T_c - 25^\circ C$

In conclusione, si ricordi questa correzione riferita al rendimento della cella in funzione della sua temperatura. [9]

$$\eta(T_c) = \frac{P}{G \cdot A} = \frac{P_{max}(STC)}{A} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T) \quad 17)$$

Affinché l'impianto sia performante, è fondamentale l'impiego di celle perlomeno dello stesso costruttore e modello, dalle caratteristiche (I_{sc} , V_{oc}) quantomeno simili tra loro, al fine di evitare il *mismatching*. Tuttavia, anche con controlli e verifiche rigorose in fase di produzione, la potenza reale risultante dalla connessione di più moduli, risulta sempre inferiore a quella teorica, con perdite aggiuntive tipicamente del 2-3%. [9]

2.2.4. Moduli fotovoltaici scelti

La scelta dei dispositivi e dei moduli è il risultato di precedenti lavori di tesi. I moduli fotovoltaici adottati sono gli *LG NEON R*, illustrati in Figura 2.7, formati da 60 celle quadrate ($16,17\text{ cm} \times 16,17\text{ cm}$ ciascuna) a tecnologia monocristallina di tipo *N*. Tutti i contatti sono posizionati sulla superficie posteriore della cella con tecnologia *Back Contact*, che garantisce minori perdite di potenza dovute ai contatti (*finger&busbar*) e un miglioramento dell'efficienza addirittura del 10%.

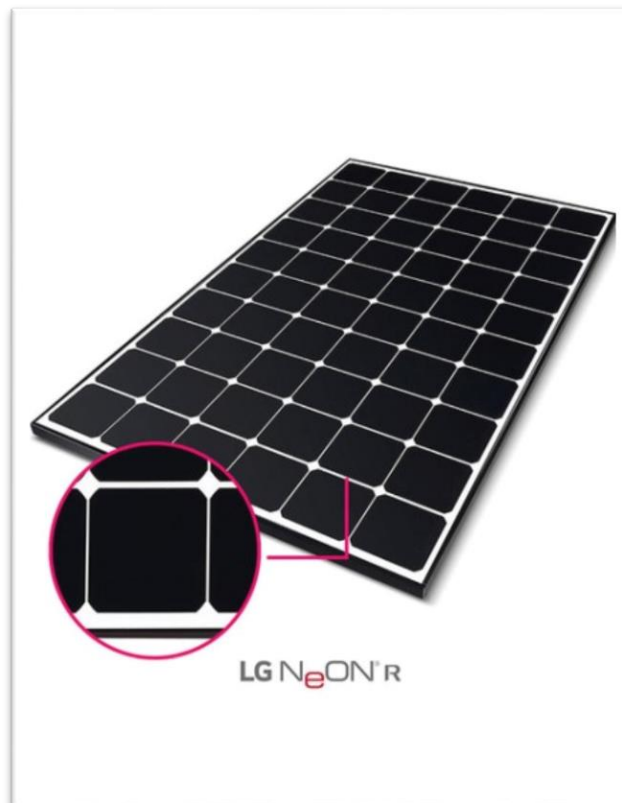


Figura 2.7: Pannello fotovoltaico LG NEON R.

Dal *datasheet* del costruttore, sono riportate le caratteristiche principali dei moduli, nella seguente Tabella 2-2:

LG NEON R	
Potenza massima (Pmax) (W)	370
Tensione a vuoto (Voc) (V)	42.8
Tensione MPP (Vmpp) (V)	37
Corrente MPP (Impp) (A)	10.01
Coorrente di corto circuito (Isc) (A)	10.82
Massima tensione di sistema (V)	1000
Temperatura di esercizio (°C)	tra -40 e +90
Rendimento (%)	21.4
Coefficienti di temperatura	
Pmax (%/°C)	-0.3
Voc (%/°C)	-0.24
Isc (%/°C)	0.04
NOCT (°C)	44 ± 3

Tabella 2-2: Datasheet LG NEON R.

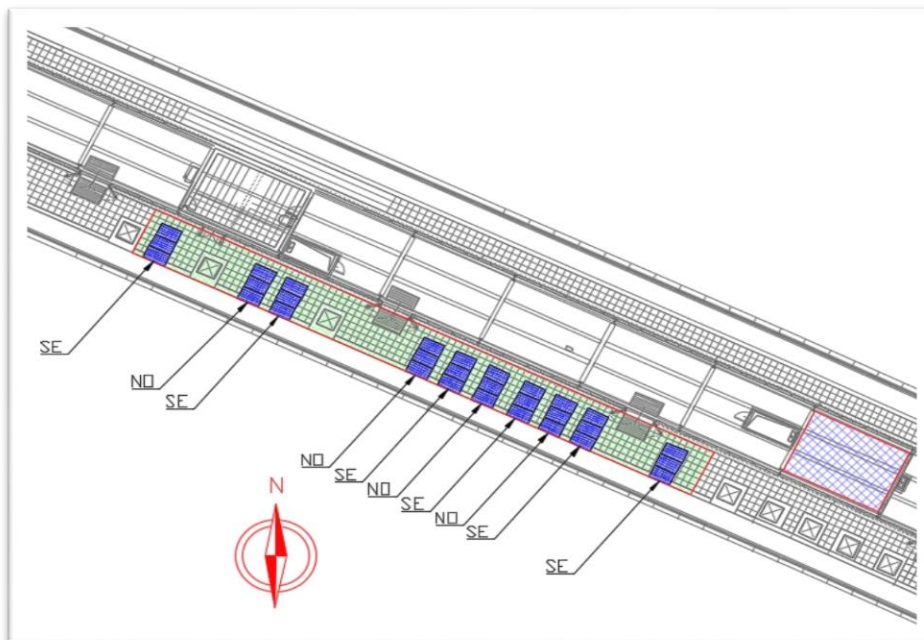


Figura 2.8: Planimetria del PVZEN provvisorio.

La planimetria in Figura 2.8 mostra l'area di installazione delle stringe (area verde) e l'area di monitoraggio in cui vi sono installati i quadri elettrici AC e DC, gli inverter e i carichi resistivi (Dummy Load) che simuleranno le curve di carico delle 3 utenze (area blu). La connessione dei 30 moduli (pannelli) prevede 10 stringhe, ognuna avente le seguenti caratteristiche descritte in Tabella 2-3: Caratteristiche tecniche di ogni stringa.

Stringa	
Potenza massima (W)	1110
Tensione a vuoto (V)	128,84
Corrente di cortocircuito (Hz)	10,82

Tabella 2-3: Caratteristiche tecniche di ogni stringa.

Sfruttando al massimo la luce solare disponibile, nello spazio disponibile tenendo conto degli eventuali ombreggiamenti, i moduli sono stati installati nella parte a sud della tettoia, il più lontano possibile da elementi come lucernai, muretti e sporgenze, pur garantendo il passaggio in sicurezza.

Allo scopo di simulare il progetto originale avente falde con orientamenti diversi ma non ottimali, i moduli sono stati posizionati con 2 possibili orientamenti (Azimut): 4 stringhe a Nord-Ovest (NO) e 6 stringhe a Sud-Est (SE), e fissati su struttura zavorrata inclinata di 10° (tilt) rispetto alla pavimentazione piana.

2.3. Convertitore DC/AC

2.3.1. Maximum Power Point - MPP

Le condizioni di riferimento per valutare e comprendere la caratteristica I-V, sono quella di corto circuito quando $I=I_{SC}$ e $V=0$, e quella di circuito aperto quando $I=0$ e $V=V_{OC}$. Nella connessione tra generatore e il carico, oltre alla caratteristica I-V reale, si deve considerare la curva di carico. Solitamente si tratta di una retta, che descrive il comportamento perlopiù resistivo delle utenze tipiche che vengono alimentate dal generatore fotovoltaico, vedere Figura 2.9 sottostante.

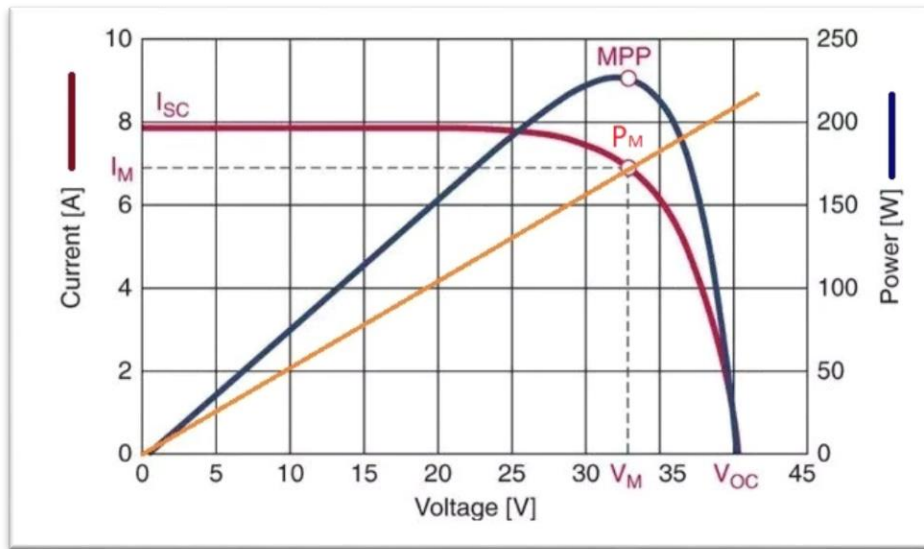


Figura 2.9: Curve: I-V (rossa), di potenza (blu), retta di carico (gialla).

L'intersezione tra la caratteristica I-V del modulo e la retta di carico, è il cosiddetto punto di lavoro.

Il funzionamento di un modulo fotovoltaico, dipende fortemente dalla posizione del punto di lavoro. In particolare, ci si concentra su due regioni del grafico per spiegare i due comportamenti prevalenti. Nel tratto I_{sc} - P_M , dove compare il punto di massima potenza P_M , il comportamento del modulo si può approssimare ad un generatore ideale di corrente, invece nel tratto P_M - V_{oc} si dice assimilabile ad un generatore ideale di tensione. In realtà il punto di funzionamento intuitivamente più conveniente è il P_M , che permette di sfruttare al meglio il generatore fotovoltaico. Per riuscire a lavorare in questo punto è necessario un carico adeguato, magari puramente resistivo, definibile con una retta di pendenza $1/R$ (retta arancione) in Figura 2.10. Nel grafico, la pendenza della curva $I(V)$ è uguale alla pendenza della retta di carico, grazie all'espressione:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{1}{R} \quad (18)$$

Come già noto, l'irradianza G e la temperatura T , hanno influenza sulla curva I-V. In particolare, mantenendo la temperatura costante al diminuire dell'irradianza, si vede la corrente di corto circuito decrescere proporzionalmente, mentre la tensione a vuoto non risente molto di questo effetto.

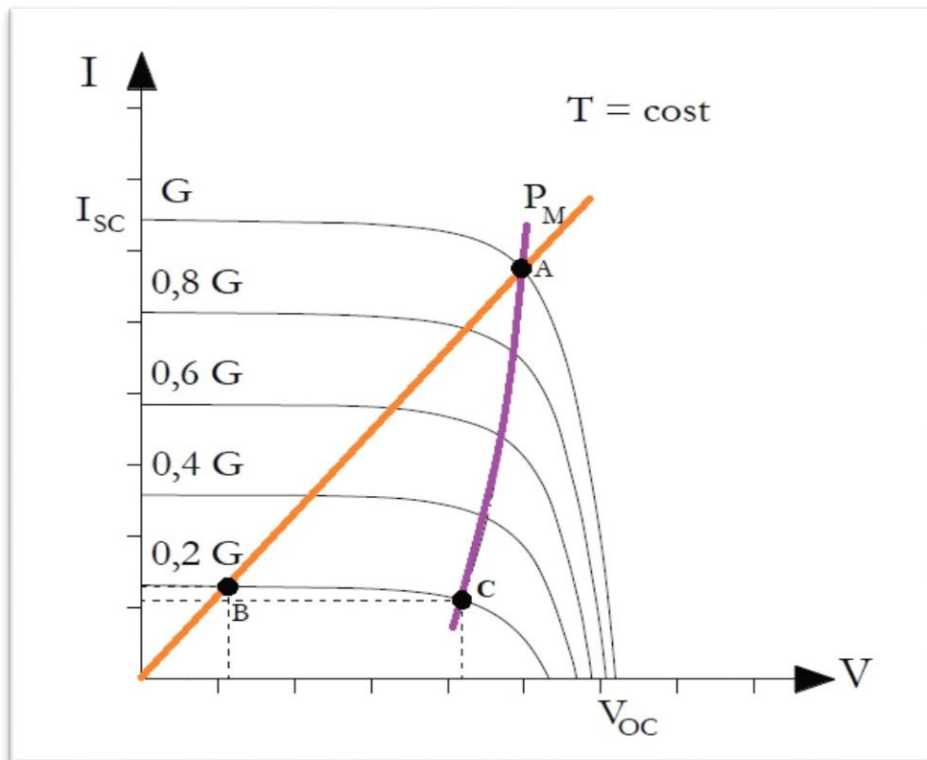


Figura 2.10: Curva dei punti di massima potenza.

In Figura 2.10 è possibile notare come un aumento di irradianza, comporti uno spostamento del punto di lavoro, ma anche del punto di massima potenza P_M . La curva che va dal punto C al punto A, definisce il luogo dei punti di massima potenza, ed in prima approssimazione appare una retta verticale.

Analogamente, al variare della temperatura, a parità di irradianza, le curve caratteristiche I-V traslano rispettivamente, verso destra (tensione crescente) per temperature decrescenti, e verso sinistra (tensione decrescente) per temperature crescenti. Il luogo dei punti di massima potenza non sarà più una retta, bensì descriverà un'area del piano I-V.

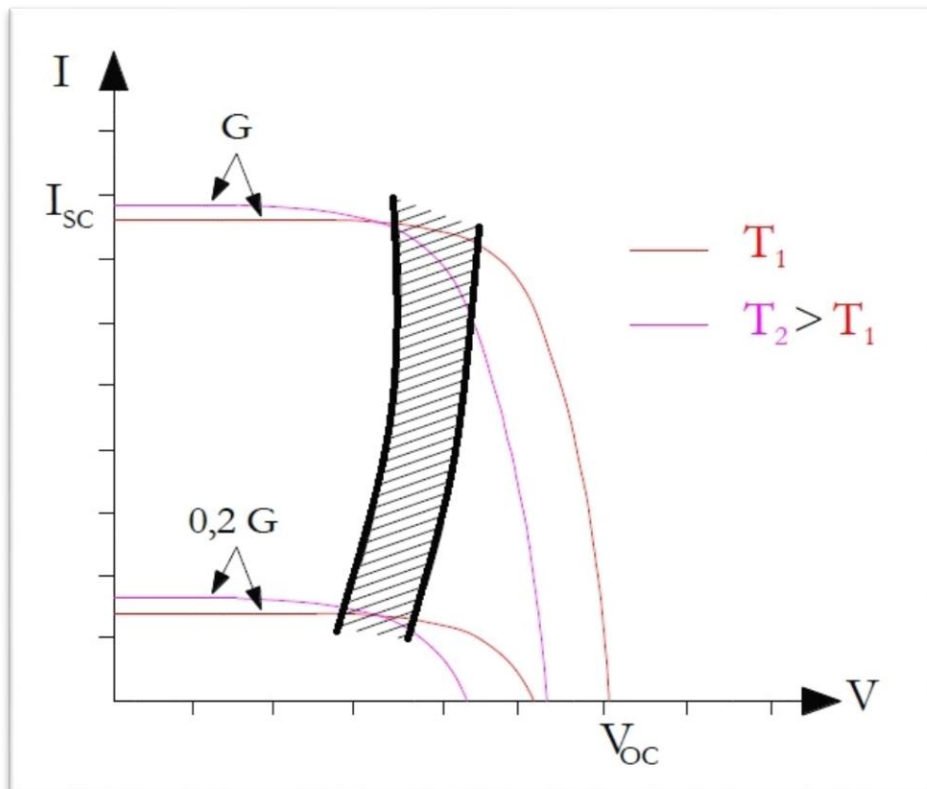


Figura 2.11: Area punti di massima potenza.

Affinché le stringhe riescano ad intercettare e ad operare nel punto di massima potenza, si impiegano gli MPPT - *Maximum Power Point Tracker* - ormai integrati negli inverter di ultima generazione. L'indispensabile MPPT deve poter adattare il punto di massima potenza della curva I-V proprio al carico, mediante determinati algoritmi di ottimizzazione. [9]

Tra i più comuni, viene utilizzato l'algoritmo *Perturba e Osserva* che attraverso la misura *real time* di tensione e corrente, fornisce una potenza istantanea P_k da comparare alla nuova potenza P_{k+1} che risulta da una apposita variazione di tensione (ΔV). Quindi, se la P_{k+1} è maggiore della P_k , allora il verso della perturbazione effettuata dal MPPT punta alla potenza massima, altrimenti procederà con una nuova perturbazione ($-\Delta V$), ma in verso opposto.

2.3.2. Convertitore scelto

Tra generatore e carico si trova l'inverter, responsabile di interfacciare le due parti dell'impianto: tensione continua DC in ingresso (lato generatore FV - valori tipici 12, 24, 48 V) e tensione alternata AC in uscita (lato carichi e rete - tipicamente a 230/400 V). Si tratta di un convertitore statico DC/AC, che permette sia di alimentare i carichi degli utenti sia di collegarsi alla rete di distribuzione tramite contatore bidirezionale aggiuntivo.

L'inverter più adatto da ricercare sul mercato necessita di alcune specifiche tecniche, utili al corretto funzionamento dell'intero sistema di conversione, tra cui:

- possibilità di funzionamento in isola;
- possibilità di funzionamento in parallelo con le altre unità attraverso la configurazione Master-Slave;
- impossibilità di immettere potenza nella rete di distribuzione;
- sistema aperto di controllo e gestione.

Gli inverter gestiranno i flussi di potenza secondo un ordine gerarchico, a partire dal funzionamento in isola di ogni unità, così da sfruttare la produzione fotovoltaica istantanea. Altrimenti, in caso di surplus produttivo, i flussi energetici verranno scambiati in modalità Master-Slave tra gli inverter, su richiesta di energia per i carichi da parte delle altre unità. Infine, in assenza di richieste di energia dalle altre utenze, il surplus produttivo verrà convogliato negli accumulatori. Infatti, in caso di generazione scarsa o assente, si può utilizzare il sistema di accumulo, se e quando carico, per alimentare i carichi, grazie proprio al collegamento in parallelo Master-Slave, per garantire il cosiddetto funzionamento *stand alone* della microrete. Come anticipato, è previsto anche il collegamento alla rete elettrica.

Gli inverter più flessibili e adatti alle esigenze del PVZEN sono i “*WESTERN CO. Leonardo Off-Grid 4kW/4kW/5000/48 GE PY*”, aventi le seguenti specifiche estrapolate dal datasheet del costruttore, riportate in Tabella 2-4.

Inverter Leonardo Off-Grid 4kW/5000/48 GE PY	
Output AC	
Potenza in uscita tipica (VA)	5000
Potenza in uscita massima (W)	10000
Frequenza (Hz)	50
Tensione in uscita (V)	230
Rendimento	95%
Input MPPT	
n. ingressi MPPT	4
Massima potenza per canale (kW)	1,15
Corrente nominale per canale (A)	13,0
Tensione nominale per canale (V)	200
Output batterie	
Tensione batterie (V)	48
Potenza massima di carica (W)	3500
Soglia di spegnimento GE	60%
Soglia di attivazione GE	15%

Tabella 2-4: Datasheet inverter *Leonardo*.

In particolare, questo inverter è dotato di un ingresso AC-IN dedicato per il collegamento di una sorgente AC, come un Gruppo Elettrogeno o la rete elettrica, che possa intervenire nel caso in cui la sorgente fotovoltaica e le batterie non siano in grado di coprire a sufficienza il fabbisogno delle utenze, come in Figura 2.12.

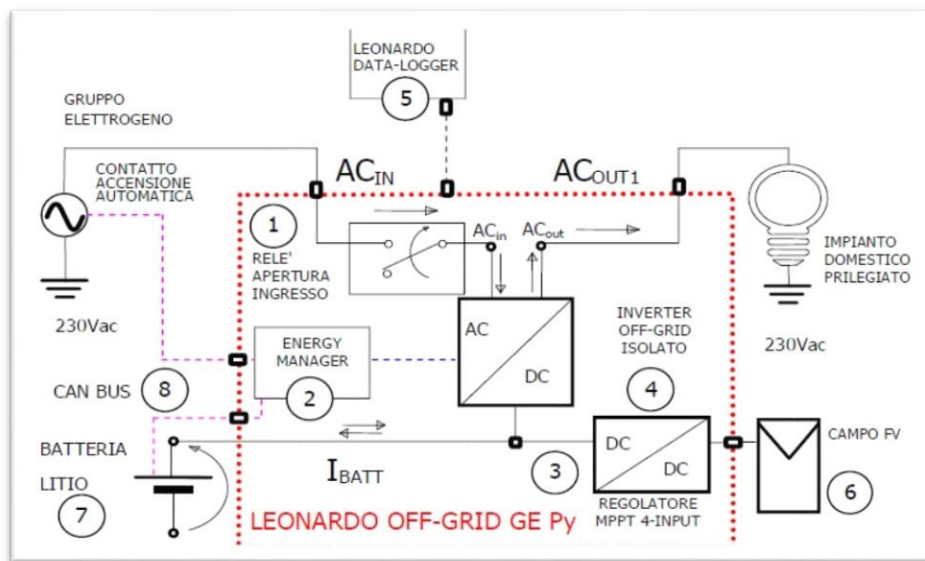


Figura 2.12: Schema inverter *Leonardo*.

2.4. Accumulatori elettrochimici scelti

La scelta delle batterie costituenti il sistema di accumulo di ogni unità è risultata da una indagine di mercato inerente la compatibilità dei dispositivi, ma soprattutto i seguenti prerequisiti:

- Profondità di scarica (DOD) almeno dell'80%;
- Capacità energetica massima di 3 kWh;
- Prezzo di acquisto al disotto di 500 €/kWh;
- Modularità del componente.

Considerando gli scambi energetici al fine di massimizzare l'autosufficienza, è necessaria una capacità del sistema di circa 18 kWh, agli ioni di litio. Questa tecnologia mostra alti valori di energia specifica (50-80 Wh/Kg) e di densità di energia (oltre 350 Wh/l), così da riuscire ad immagazzinare elevate quantità di energia a parità di volume e di peso, rispetto alle altre tecnologie. Ci si aggira intorno a valori di potenza specifica che possono superare i 2000 W/kg. Molto importante è il fenomeno di autoscarica che deve essere basso, oltre all'effetto memoria, ossia l'assenza di perdita di tensione ai capi della batteria a parità di potenza.

Il rendimento energetico non può essere inferiore al 95% in base alle condizioni operative; diversamente, il tempo di vita delle celle, dipendente dalla profondità di scarica DOD (Depth of Discharge), si aggira sui 1000 cicli per scariche complete al 100% e sui 2000 cicli per scariche all'80%.

L'intervallo delle temperature di esercizio è compreso tra -30 e +60 °C.

Per il progetto PVZEN, sono state acquistate sei batterie *Pylontech* da 2,4 kWh, con tecnologia in LFP (litio-ferro-fosfato). Le principali caratteristiche, estratte dalla scheda tecnica del costruttore, sono riportate di sotto in Tabella 2-5:

Accumulatori Pylontech US2000	
Potenza nominale (Wh)	2400
Tensione (V)	48
Tensione di lavoro (V)	45...54
Tensione di carica (V)	52,5...54
Corrente nominale (Ah)	50
Dimensioni (mm)	440 x 89 x 410
DOD (Depth Of Discharge) (%)	90
Peso (kg)	24
Durata a 25 °C	10+anni
Durata mantenimento carica	6 mesi (spenta)
Life Cycles	>6000
Temperatura di carica (°C)	0...50
Temperatura di scarica (°C)	-10...50
SOCmax (State Of Charge max)	96%
Pmax,carica (W)	1.325
η carica	96%
SOCmin (State Of Charge min)	4%
Pmax,scarica (W)	1.231

Tabella 2-5: Datasheet accumulatori *Pylontech US2000*.

Il surplus di energia prodotta dall'impianto FV sarà utilizzato per ricaricare gli accumulatori, ma le batterie risentono di importanti vincoli: potenza massima ($P_{max,carica}$) e capacità di carica, unitamente al rendimento di carica. Nella fase di scarica, invece, il flusso di energia deve avvenire entro certi limiti di tempo legati proprio a $P_{max,scarica}$ e SOC_{min} per non deteriorare la vita della batteria. Sono installati 2 moduli in parallelo per ciascun utente, cosicché aumentino le potenze entro i limiti consentiti dal caricabatteria. Per completezza si riportano i limiti di potenza per diverse taglie in Tabella 2-6: Potenze di scarica e di carica per diverse capacità di accumulo.

C_{batt} (Wh)	P_{max,scarica} (W)	P_{max,carica} (W)
2.400	1.231	1.325
4.800	2.463	2.500
7.200	2.500	2.500
9.600	2.500	2.500

Tabella 2-6: Potenze di scarica e di carica per diverse capacità di accumulo.

2.5. Quadro DC

Il quadro elettrico generale DC contiene:

- i dispositivi di protezione, controllo e misura dell'impianto lato DC;
- le linee in partenza ed arrivo senza dispositivi di manovra.

In questo quadro elettrico transitano solamente le linee che collegano le stringhe fotovoltaiche agli ingressi MPPT dei tre inverter; pertanto la linea che collega le uscite DC dell'inverter alle batterie è diretta.



Figura 2.13: Quadro DC a vista interna.

Poiché sono presenti 10 stringhe, sono stati usati in totale 20 dispositivi di protezione fusibili (2 ogni stringa), dove ciascun fusibile ha le seguenti caratteristiche:

Specifiche fusibili	
Tensione nominale (V)	1000
Corrente nominale (A)	20

Tabella 2-7: Specifiche dei fusibili di protezione delle linee stringhe FV.

2.6. Descrizione dei carichi

2.6.1. Illuminazione e FM: utente 1

Si è ipotizzato che la sala di controllo venga occupata da 3 persone per tutto l'orario di apertura dell'edificio, mentre nel locale tecnico non si prevede alcuna occupazione stabile (esso contiene gli inverter e le batterie, quindi l'accesso avviene solo in caso di manutenzione o di guasti).

Pertanto, nella sala di controllo ci sarebbero 3 postazioni, dotate ciascuna dei seguenti apparecchi e relative potenze istantanee (oggetto di tesi precedenti):

- computer - 35 W (picco accensione 50 W);
- faro LED – 9 W.

Inoltre, per l'illuminazione d'ambiente, verranno installati una plafoniera 26 W nella sala di controllo, e tre fari a LED – 9 W nel locale tecnico.

Poiché il locale non è occupato regolarmente da molte persone, per calcolare la potenza elettrica istantanea necessaria a garantire il ricircolo dell'aria, è stata ipotizzata l'installazione di un impianto di ventilazione a doppio flusso con recupero di calore, di cui il consumo specifico sarebbe $0,5 \text{ Wh/m}^3$ di aria movimentata. Dal calcolo applicativo risulta un consumo di circa 60 Wh elettrici per l'utente 1 ($[0,5 \text{ Wh/m}^3 * (54,74 + 71,40) \text{ m}^3] = 63,07 \text{ Wh}$).

Nella Figura 2.14 sono rappresentate le potenze aggregate (W), relative a locale tecnico e sala di controllo (utente 1), suddivise per tipologia di carico, da cui si evince un consumo perlopiù costante in tutta la giornata, escludendo il picco dovuto all'accensione contemporanea dei 3 computer dalle 8:30 alle 8:45.

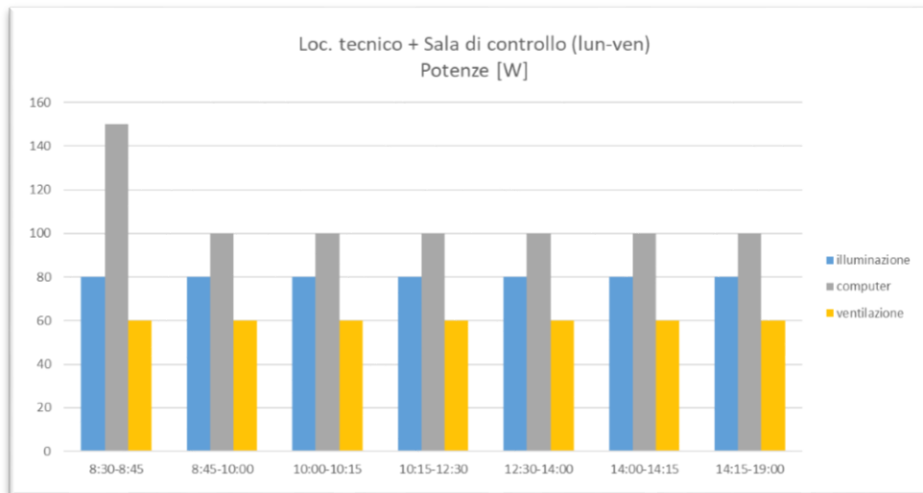


Figura 2.14: Potenze aggregate di locale tecnico e sala di controllo.

La richiesta di potenza complessiva (senza pompe di calore) della sala di controllo e del locale tecnico aggregati, dalle 8:45 alle 19:00, equivale a 240 W continuamente.

2.6.2. Illuminazione e FM: utenti 2 e 3

L'utente 2 e l'utente 3 corrispondono rispettivamente alla sala studio 1 e alla sala studio 2. Dal punto di vista dei consumi, verranno trattati allo stesso modo (aule gemelle), assumendo le seguenti considerazioni per entrambe.

Nelle aule studio si assume una occupazione tipica per questi locali, secondo quanto riportato di seguito:

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

Pertanto, nelle sale studio ci sono 10 postazioni, dotate ciascuna dei seguenti apparecchi con le relative potenze istantanee (oggetto di tesi precedenti):

- computer - 35 W (picco accensione 50 W);
- faro LED - 9 W.

Inoltre verranno installate due plafoniere 26 W per l'illuminazione d'ambiente di ciascuna aula studio.

Ogni aula studio è dotata di un proiettore multimediale, il cui assorbimento si è ipotizzato, in maniera semplificata, pari a 70 W costanti per l'intera durata di apertura delle aule studio.

La progettazione dell'impianto di ventilazione meccanica non è oggetto di questa tesi, tuttavia si è tenuto conto della necessità del ricambio d'aria legata al numero di occupanti, simulando una ventilazione di tipo naturale. Pertanto, viene impostato un ricambio d'aria di 10 l/s a persona (valore riferito agli edifici destinazione ufficio norma UNI 10339) [10].

Tuttavia, con una ventilazione di tipo naturale, tutta l'aria entrerebbe nelle zone termiche alle condizioni esterne, con notevole impatto sulle stime del fabbisogno termico per riscaldamento e raffrescamento. Nel modello computazionale vengono inserite anche le infiltrazioni:

- durante l'inverno aumentano il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento, poiché introducono nell'edificio dell'aria ad una temperatura inferiore a quella di set point;
- mentre d'estate aumentano il fabbisogno di raffrescamento nelle ore centrali della giornata e tuttalpiù lo diminuiscono leggermente nelle prime ore del mattino e verso sera.

In conclusione, dai calcoli (oggetto di tesi precedenti) sono emersi i seguenti risultati:

- 87 W - 5 persone presenti;
- 174 W - 10 persone presenti (capienza massima);
- 52 W - 3 persone presenti.

Nella Figura 2.15 si possono vedere gli andamenti orari (al quarto d'ora) delle quattro tipologie di carico appena descritte, da cui si evince un consumo variabile e legato al numero di occupanti, eccetto i proiettori.

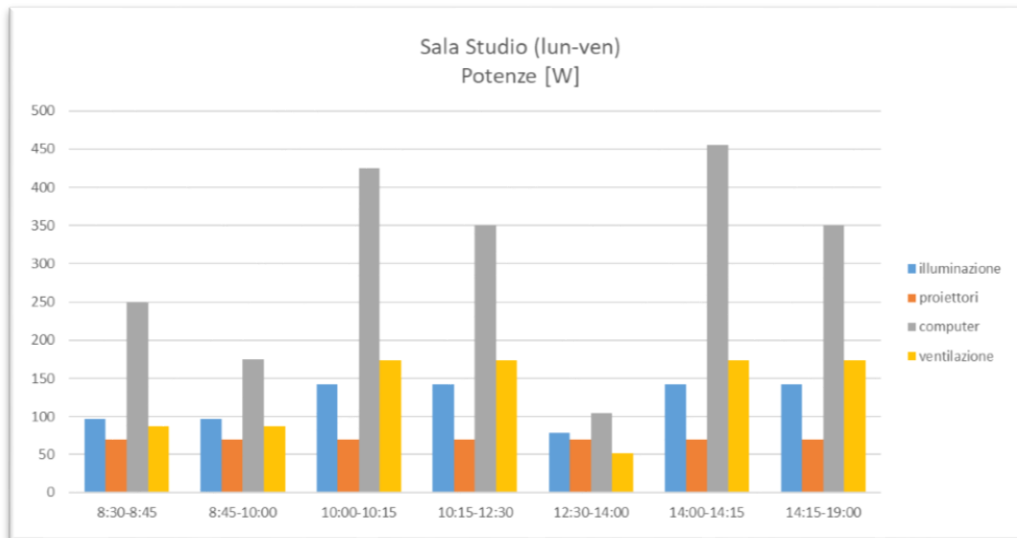


Figura 2.15: Potenze dei carichi per ciascuna sala studio.

La richiesta di potenza complessiva (senza pompe di calore) di ciascuna sala studio, in base al numero di occupanti, senza considerare i picchi (basti aggiungere 15 W moltiplicati per il numero di occupanti), risulta di:

- 306 W – 3 persone;
- 429 W – 5 persone;
- 736 W – 10 persone.

2.6.3. Pompe di Calore

Nella Figura 2.8: Planimetria del PVZEN provvisorio. sottostante è illustrato il modulo PVZEN costituito da tredici pareti che formano quattro ambienti non comunicanti dall'interno. Il progetto sperimenta soluzioni innovative, pertanto la stratigrafia delle pareti è varia, ad eccezione della 6 e della 10.

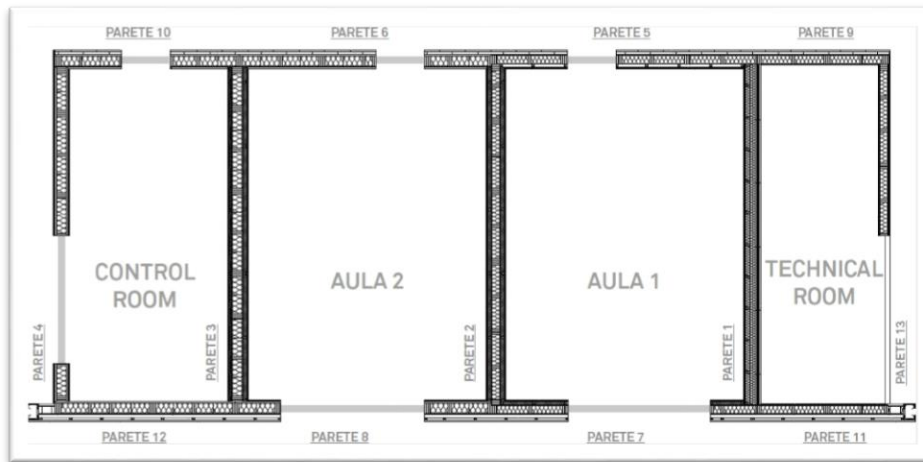


Figura 2.16: Planimetria del modulo PVZEN.

Le strutture portanti risultano di due tipologie e costituite da uno strato di isolante in paglia di riso o fibra di legno, racchiuso fra due tavolati di legno. Le rifiniture interne sono sia tradizionali sia innovative, grazie all'uso di calce naturale e di lolla di riso. Esternamente le pareti sono diversamente rifinite: quelle esposte a Nord-Ovest sono in sughero, mentre quelle esposte a Sud-Est, in legno rivestito da lamiera metallica; infine, alle pareti laterali saranno applicate a vista doghe in legno. Per quanto riguarda la copertura del modulo, ci saranno differenze: per la sala controllo e l'aula studio 2 è utilizzata paglia di riso isolante, diversamente dagli altri due locali dove è stata impiegata fibra di legno. Il tetto è caratterizzato da un'intercapedine, lambita da ventilazione naturale tra l'isolante interno X-LAM e il tavolato grezzo necessario all'applicazione della lamiera esterna. Infine, il pavimento flottante è uguale nelle quattro zone, costituito da laminato poggiato su strati isolanti di fibra di legno e sughero. Nella Tabella 2-8 sono elencate le superfici utili e i volumi dei locali (zone) del PVZEN.

Zona	Superficie [m ²]	Volume [m ³]
Locale tecnico	16,43	54,35
Sala controllo	21,62	71,41
Aula studio 1	32,86	108,57
Aula studio 2	33,06	109,28

Tabella 2-8: Superfici e volumi delle zone PVZEN.

La complessità nell'individuare i consumi elettrici sta nel riuscire a stimare il fabbisogno termico dell'edificio.

Pertanto, si comincia dall'individuare i periodi di funzionamento e poi le rispettive temperature di set point, che saranno diverse per il riscaldamento e per il raffrescamento. Nella zona di Torino, non ci sono periodi di sovrapposizione tra le due stagioni (riscaldamento e raffrescamento), e nella Tabella 2-9 seguente sono riportate le considerazioni appena descritte:

Funzione	Data	Giorno	Ora	Temperatura
Riscaldamento	01/01 – 07/01	<u>Lun - Dom</u>	00:00 – 24:00	13 °C
	07/01 - 15/04	<u>Lun - Ven</u>	00:00 – 08:00	13 °C
			08:00 – 19:00	20 °C (15°C)
			19:00 – 24:00	13 °C
		<u>Sab - Dom</u>	00:00 – 24:00	13 °C
Raffrescamento	15/04 - 17/04	<u>Lun - Ven</u>	00:00 – 08:00	30 °C
			08:00 – 19:00	26 °C
			19:00 – 24:00	30 °C
	17/04 - 25/04	<u>Lun - Dom</u>	00:00 – 24:00	30 °C
			00:00 – 24:00	30 °C
	26/04 - 31/04	<u>Lun - Ven</u>	00:00 – 08:00	30 °C
			08:00 – 19:00	26 °C
			19:00 – 24:00	30 °C
		<u>Sab - Dom</u>	00:00 – 24:00	30 °C
	01/08 - 31/08	<u>Lun - Dom</u>	00:00 – 24:00	35 °C
	01/09 - 15/10	<u>Lun - Ven</u>	00:00 – 08:00	30 °C
			08:00 – 19:00	26 °C
19:00 – 24:00			30 °C	
<u>Sab - Dom</u>	00:00 – 24:00	30 °C		
Riscaldamento	16/10 - 23/12	<u>Lun - Ven</u>	00:00 – 08:00	13 °C
			08:00 – 19:00	20 °C (15°C)
			19:00 – 24:00	13 °C
		<u>Sab - Dom</u>	00:00 – 24:00	13 °C
	24/12 – 31/12	<u>Lun - Dom</u>	00:00 – 24:00	13 °C

Tabella 2-9: Time schedule di funzionamento delle pompe di calore.

Sfruttando queste informazioni e grazie alla stratigrafia delle pareti, più altri parametri ambientali come l'irradianza solare e la temperatura esterna, il software EnergyPlus è riuscito a risolvere l'equazione di bilancio energetico nell'intero anno di riferimento (2019), per ogni zona. Se si aggiungono altre variabili (dispersioni e

infiltrazioni, calore dovuto a persone, dispositivi elettronici, e illuminazione ecc.), ogni contributo darà un aumento o una diminuzione dei consumi. Inoltre, il fabbisogno termico viene convertito in consumo elettrico per l'azionamento delle pompe di calore che saranno installate per soddisfarlo. Per tener conto del rendimento della macchina, che dipende dalle condizioni di lavoro, sono stati presi in considerazione anche dei coefficienti di performance ed efficienza (SCOP – Seasonal Coefficient Of Performance, SEER – Seasonal Energy Efficiency Ratio).

Prima della simulazione via software, già si ipotizzava che i consumi termici delle aule studio sarebbero stati superiori a quelli delle altre due zone, semplicemente per le loro maggiori dimensioni geometriche. Nelle Figura 2.17 e Figura 2.18 sono mostrati gli istogrammi del fabbisogno termico mensile rispettivamente invernale ed estivo delle quattro zone; successivamente nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** verranno riportati in forma tabellare.

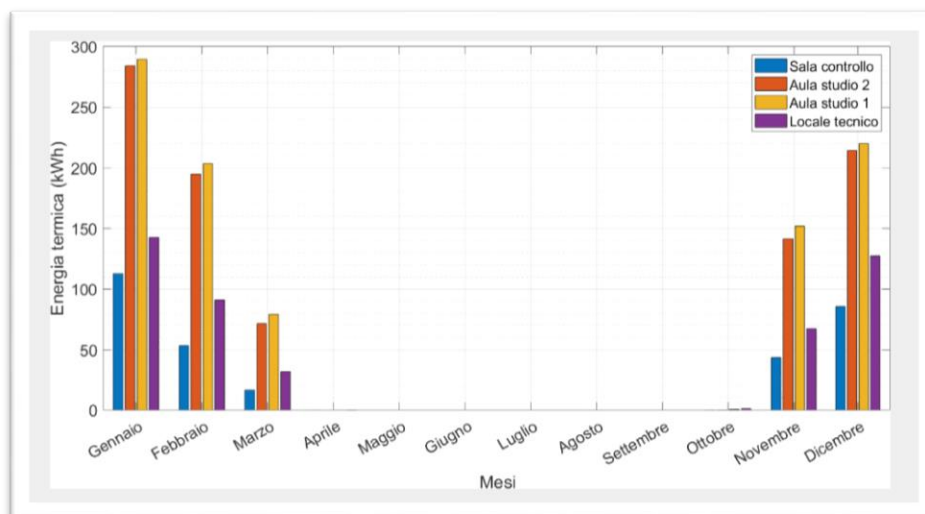


Figura 2.17: Energia termica necessaria per il riscaldamento.

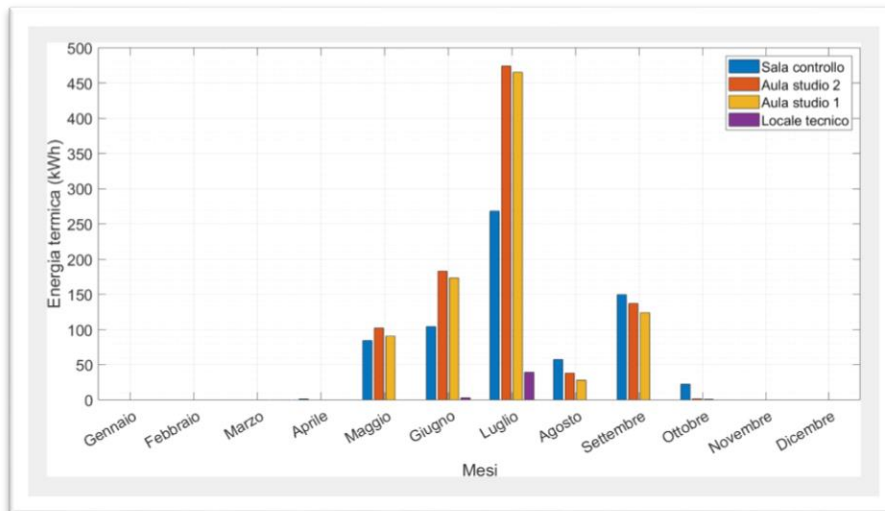


Figura 2.18: Energia termica necessaria per il raffrescamento.

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

Tabella 2-10: Energia Termica mensile.

Dalla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, si evince un comportamento identico nelle aule studio, diversamente dalle altre zone. Infatti, il locale tecnico è senza finestre ed esposto a Nord, e la sala di controllo ha molte finestre (superfici vetrate) ed è esposta a Sud. Avendo ipotizzato una ventilazione naturale, le dispersioni termiche non sono trascurabili, quindi un sistema di preriscaldamento dell'aria diminuirebbe sensibilmente il fabbisogno termico in inverno.

Per riassumere, ci sono i consumi dei dispositivi elettronici e della ventilazione ciclici e ripetuti nell'anno, invece le pompe di calore richiedono un'energia variabile con la stagione e nella fattispecie nel mese. In primavera e autunno le pompe di calore saranno in funzione poche ore, al contrario, in inverno ed in estate, i consumi delle apparecchiature elettriche saranno inferiori alla quota legata alla climatizzazione. [13]

2.7. Quadro AC

Esiste un unico quadro per tutte e tre le utenze (locale tecnico e sala di controllo, sala studio 1, sala studio 2).

Il quadro elettrico generale AC contiene:

- i dispositivi di protezione, controllo e misura lato AC dell'impianto;
- le partenze e gli arrivi delle linee a esso collegato;
- gli apparecchi di alimentazione dei carichi;
- gli apparecchi di gestione energetica per ciascun utente.

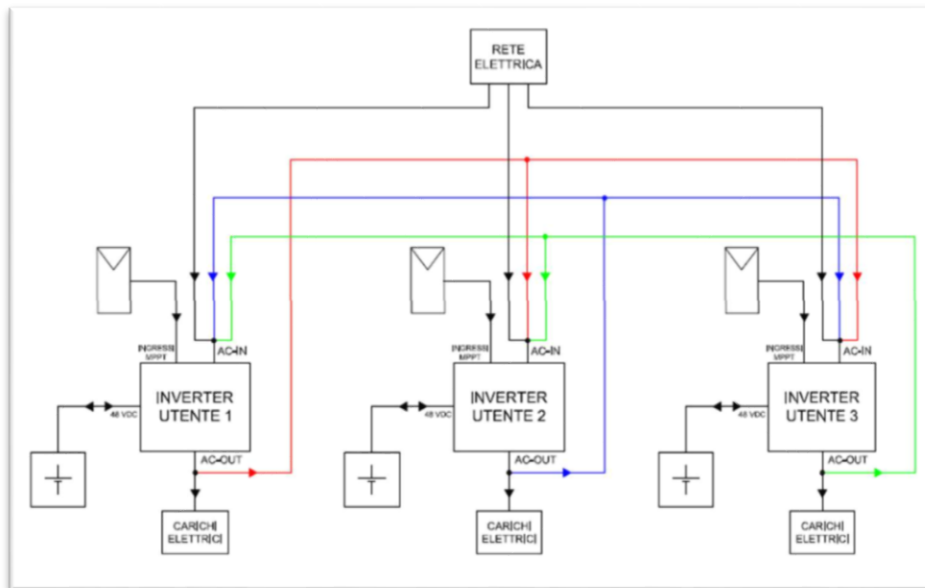


Figura 2.19: Schema elettrico dell'impianto PVZEN.

Lo schema dell'impianto è rappresentato in Figura 2.19, da cui si può notare che ciascun utente dispone di:

- 1 - interruttore magnetotermico generale $I_n = 32 \text{ A}$, potere d'interruzione (PdI) = 10 kA con sganciatore di minima tensione;
- 4 - linee ai carichi;
- 1 - linea verso gli altri utenti della micro-rete.

Le 5 linee elettriche che alimentano i carichi, illustrate di seguito in Figura 2.20, sono elencate di seguito, insieme ai dispositivi di manovra e protezione:

- 1) linea verso altri utenti: utilizzata per cedere energia agli altri utenti della micro-rete (da collegarsi all'ingresso AC-IN dell'inverter di un altro utente). La linea verrà quindi gestita come una sorgente di alimentazione per alimentare carichi e batterie, se necessario.
- 2) linea pompa di calore: alimenterà l'impianto di climatizzazione del locale. Interruttore magnetotermico differenziale $I_n = 16 \text{ kA}$, $I_d = 0.03 \text{ A}$, PdI = 10 kA.

- 3) linea illuminazione: verranno impiegate delle lampade per ogni postazione di lavoro e delle plafoniere per l'intero locale.
Interruttore magnetotermico differenziale $I_n = 6 \text{ A}$, $I_d = 0.03 \text{ A}$, $PdI = 10 \text{ kA}$.
- 4) linea prese (linea FM): verranno usate *bi-prese/schuko* 16A per computer, proiettori e altri utilizzatori.
Interruttore magnetotermico differenziale $I_n = 16 \text{ A}$, $I_d = 0.03 \text{ A}$, $PdI = 10 \text{ kA}$.
- 5) predisposizione linea: questa linea permette l'alimentazione ai carichi di un altro utente, escludendo l'inverter corrispondente. Questa predisposizione è utile in previsione di guasti o manutenzione all'inverter di un altro utente, eliminando l'interruzione di servizio. (Questa linea non è stata realizzata sull'impianto provvisorio per il rischio dovuto al cortocircuito fase-fase in caso di manovra errata).
Interruttore magnetotermico differenziale $I_n = 32 \text{ A}$, $I_d = 0.03 \text{ A}$, $PdI = 10 \text{ kA}$.

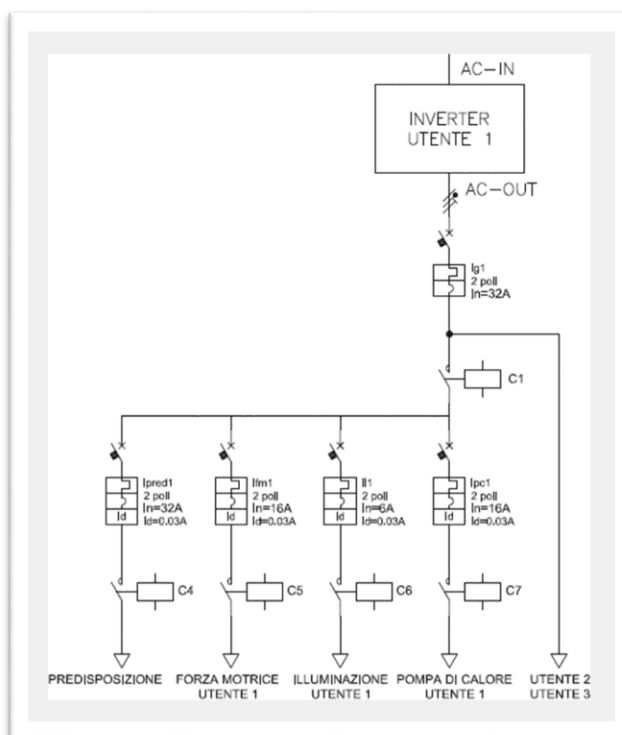


Figura 2.20: Schema delle linee alimentazione carichi (uguale per i tre utenti).

Alcune linee dispongono dei seguenti dispositivi di manovra contattori:

1 - contattore $V_n = 230 \text{ V}$, $I_n = 40 \text{ A}$, 2 poli NC (normalmente chiuso) a monte dei carichi; verrà usato per escludere tutti i carichi a valle di un inverter.

3 – contattori $V_n = 230 \text{ V}$, $I_n = 25 \text{ A}$, 2 poli NC uno per ciascuna linea carico (pompa di calore, prese e illuminazione); utilizzati per limitare i consumi del locale.

1 - contattore $V_n = 230 \text{ V}$, $I_n = 40 \text{ A}$, 2 poli NA (normalmente aperto) sulla predisposizione linea, con caratteristiche; si prevede che questa linea sia principalmente aperta e che il contattore deve chiudere soltanto in caso sia necessario che l'inverter debba alimentare i carichi di un altro utente per permettere manutenzione sul proprio inverter.

Sulla linea verso altri utenti non ci sono dispositivi di manovra, bensì degli sganciatori di minima tensione.

2.8. Collegamento con la rete elettrica e tra gli utenti

Ogni utente ha la possibilità di ricevere l'alimentazione principale dai propri moduli FV e dalle proprie batterie; tuttavia per necessità può prelevare energia dagli altri utenti della micro-rete (ingresso AC-IN monofase) e infine dalla rete elettrica quando l'energia accumulata nel sistema non sia disponibile.

Il collegamento della micro-rete alla rete elettrica poteva essere realizzato in 3 diversi modi:

- 3 linee monofase, una per utente;
- 1 linea monofase e collegamento in parallelo di tutti gli utenti;
- 1 linea trifase e collegamento di ciascuna fase con un utente diverso.

Si è scelto di effettuare un unico collegamento trifase BT con la rete elettrica, dove ogni utente è collegato ad una fase diversa, come mostrato in Figura 2.21:

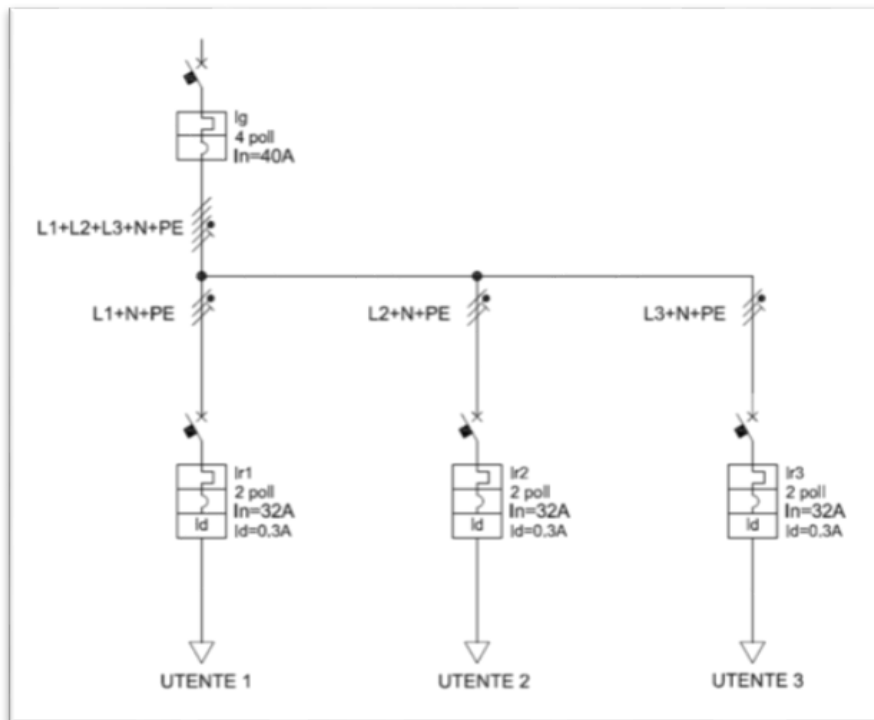


Figura 2.21: Schema elettrico di collegamento della micro-rete alla rete BT.

La scelta effettuata è quella più sfavorevole e onerosa, ma più diffusa nella realtà quando utenti di una generica micro-rete siano alimentati da fasi differenti. Questa scelta, infatti, comporta delle problematiche nei collegamenti tra gli utenti, salvo l'utilizzo di altri componenti.

L'impianto è stato progettato per funzionare sia quando gli utenti sono alimentati da fasi diverse sia quando sono alimentati dalla medesima fase. Infatti, per evitare cortocircuiti (differenze di potenziali e/o fasi) dovuti a collegamenti in parallelo, sono presenti i seguenti dispositivi di protezione:

- 1 - Interruttore magnetotermico (Generale rete elettrica) $I_n = 32 \text{ A}$, 4 poli, $PdI = 10 \text{ kA}$;
- 3 - Interruttori magnetotermici differenziali $I_n = 32 \text{ A}$, $I_d = 0.3 \text{ A}$, 2 poli, $PdI = 10 \text{ kA}$ (uno per ciascun utente).

Se attraverso l'ingresso AC-IN di un inverter, viene collegata l'uscita AC- OUT di un altro inverter, il primo funzionerà come "slave" e il secondo come "master".

Per l'ingresso AC-IN dell'inverter, viene inserito come dispositivo di protezione un interruttore magnetotermico differenziale $I_n = 32 \text{ A}$, $I_d = 0.3 \text{ A}$, 2 poli, $PdI = 10 \text{ kA}$.

Solo nel caso in cui il collegamento degli inverter con la rete elettrica avvenga con un collegamento monofase, dove tutti gli utenti sono in parallelo alla stessa tensione di fase, le tensioni generate sarebbero sincronizzate e sarebbe possibile connettere in parallelo gli utenti tra loro e con la rete elettrica stessa, senza pericolo che si verificano cortocircuiti.

Nel nostro collegamento trifase BT con fasi diverse, la tensione generata all'uscita AC-OUT di ogni inverter non sarà mai sincronizzata a quelle degli altri inverter, neanche quando sono tutti collegati alla rete elettrica.

Pertanto sono stati utilizzati dei contattori con interblocco meccanico per la gestione delle sorgenti. L'interblocco meccanico, che viene inserito per una coppia di contattori, impedisce che entrambi possano chiudersi contemporaneamente, impedendo il movimento del contatto rimasto aperto. I vantaggi di questa soluzione sono i seguenti:

- collegamento delle 2 sorgenti, una alla volta, con garanzia di non avere quindi connessioni in parallelo delle sorgenti, anche nel caso di manovre errate.
- possibilità di disattivare entrambe le sorgenti, ma non di averle collegate contemporaneamente;
- gestione e comando delle sorgenti tramite *PLC*.

Il *PLC*, che si occuperà della gestione di questi contattori, dovrà comunque evitare di comandare la chiusura di due contattori interbloccati, in quanto l'operazione non potrà essere eseguita.

I contattori CR1, CR2, CR3, CR4, CR5 e CR6 sono utilizzati per decidere se l'utente viene alimentato dalla rete elettrica o da un altro utente della micro-rete. Quindi, stabilisce se l'utente riceverà energia da una sorgente AC interna alla micro-rete o da una esterna alla micro-rete. Nel caso che non si voglia ricevere nessuna alimentazione da una sorgente AC, verranno entrambi disattivati.

I commutatori CU12, CU13, CU21, CU23, CU31 e CU32 sono utilizzati per scegliere da quale utente interno della micro-rete si riceverà l'alimentazione.

Nella Figura 2.22 seguente, è riportato lo schema completo del quadro AC, con tutti i dispositivi esplicitati finora.

Le linee che collegano gli utenti tra loro hanno diversi colori:

- rossa – connette gli utenti 1 con il 2 e il 3;
- blu - connette gli utenti 2 con l'1 e il 3;
- verde - connette gli utenti 3 con l'1 e il 2.

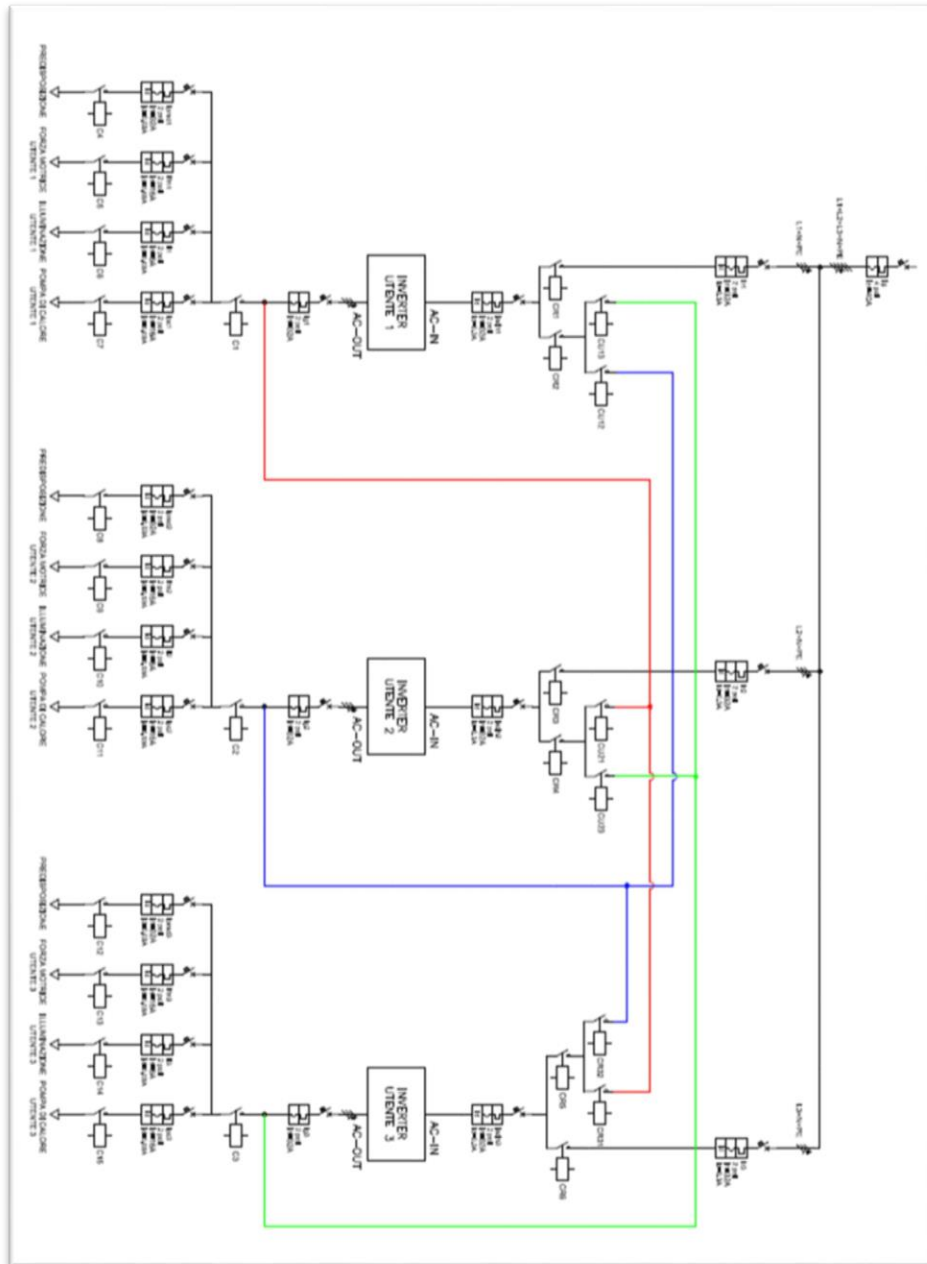


Figura 2.22: Schema elettrico del quadro AC.

Capitolo 3

3 Misure ed analisi prestazionali dei generatori FV

3.1. Strumentazione e procedura di misurazione di generatori fotovoltaici

Ricavare le curve $I-V$ permette lo studio della performance di un modulo FV, perché è possibile individuare tutti i punti di funzionamento. Al variare dell'impedenza di uscita, collegata ai moduli, si passa dalla condizione di cortocircuito a quella di circuito aperto. Tra i metodi più utilizzati per questo tipo di misure, compare quello a *carica del condensatore*, infatti il generatore viene accoppiato ad un carico capacitivo.

Per eseguire questo tipo di test si impiegano il modulo fotovoltaico di prova, diversi strumenti di misurazione e acquisizione, tra cui:

- Una sonda differenziale di tensione da collegare direttamente ai terminali del modulo FV con rapporto di attenuazione impostato 1:20 (accuratezza \pm %), Figura 3.1;
- Due pinze amperometriche (sonde di corrente) da 30 A_{pk} ciascuna (accuratezza a 25 °C del \pm 1%), Figura 3.2;
- Gli strumenti vengono collegati alla scheda di acquisizione DAQ ad elevata frequenza di campionamento, ad alte prestazioni e alti livelli di accuratezza, Figura 3.3.



Figura 3.1: Sonda differenziale Sopshire SI9002.



Figura 3.2: Pinza amperometrica LEM PR30.

- Un *condensatore elettrolitico* di capacità pari a 10 mF, collegato agli interruttori di comando del circuito e alla resistenza di scarica in parallelo, contenuti in un unico involucro, Figura 3.4.



Figura 3.3: Scheda DAQ NI USB-6251 BNC.

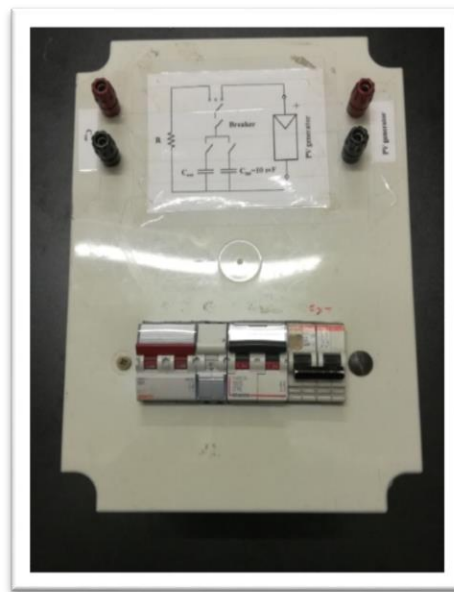


Figura 3.4: Cassetta del circuito di carica-scarica con condensatore.

- Due *sonde di temperatura* digitali, vengono poste a contatto con due celle distinte dalla parte posteriore del modulo FV, per misurarne la temperatura (scambio di calore per conduzione) con un'incertezza assoluta di ± 2 °C, Figura 3.5.

Un *termometro* per misurare la temperatura ambiente,

- Figura 3.6: Termostato.



Figura 3.5: Sonda di temperatura HT-Solar02.

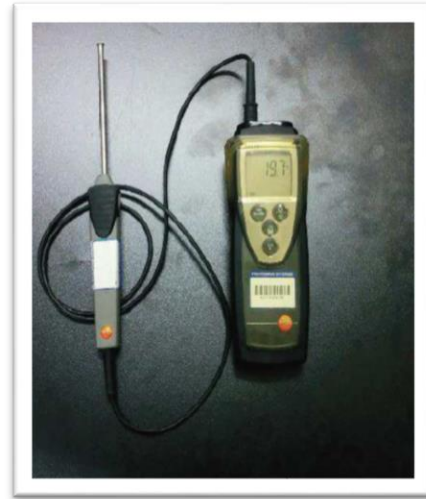


Figura 3.6: Termostato.

- Un *alimentatore in tensione* viene connesso al condensatore che fornire una tensione iniziale negativa, a seguito della chiusura dell'interruttore, cioè riceve una polarità inversa rispetto alla configurazione modulo-condensatore. In questo modo si riesce a considerare anche l'istante di cortocircuito con tensione nulla, durante la fase transitoria. In pratica, si imposta un riferimento di tensione, senza impostare alcun offset, Figura 3.7.



Figura 3.7: Alimentatore regolabile in tensione.

- Un piranometro mod. *Kipp&Zonen CMP11* connesso ad un multimetro, viene montato sul piano del modulo grazie ad un supporto metallico, Figura 3.8. Il piranometro misura l'irradianza globale e fornisce un segnale in tensione proporzionale all'irradianza. I risultati in mV sono corretti attraverso un fattore di correzione pari a 73,7 mV con irradianza $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e incertezza assoluta di $\pm 20 \text{ W/m}^2$.



Figura 3.8: Piranometro Kipp&Zonen.

- Una *cella solare*, Figura 3.9, anch'essa agganciata al supporto metallico sulla superficie del modulo (senza coprirlo né ombreggiarla), è connessa ad un voltmetro per fornire una tensione proporzionale all'irradianza; deve essere tarata alla tensione di circa 72.5 mV quando $G =$ irradianza pari a 1000 W/m^2 .



Figura 3.9: Cella solare.

- Due *multimetri* digitali di cui uno collegato alla cella, mentre l'altro è collegato al piranometro.

Tutti i dispositivi appena descritti e il modulo di prova vengono collegati rispettando il circuito in Figura 3.10 sottostante:

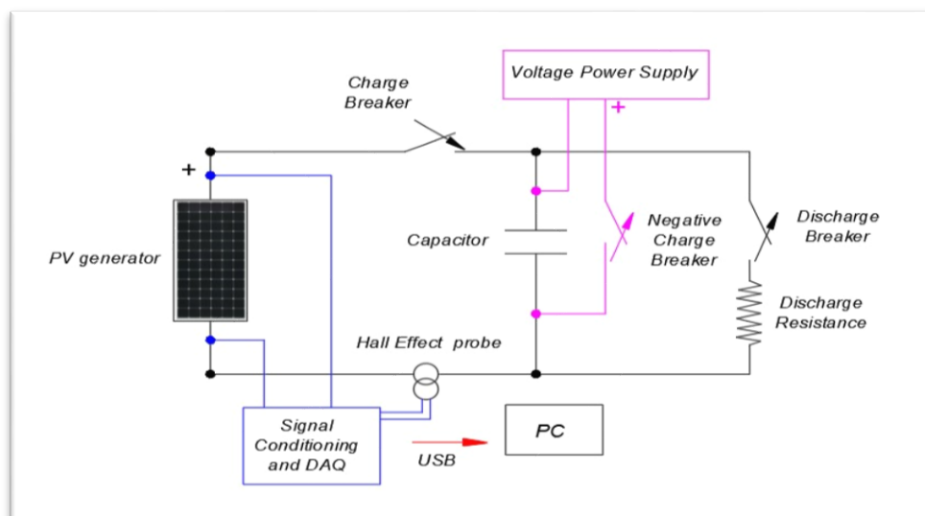


Figura 3.10: Circuito di misura ed acquisizione.

Prima di iniziare le misurazioni, il modulo in esame viene posizionato verso il Sole, cambiando poi l'orientamento per diversi valori di irradianza, a completamento delle misurazioni. Per ogni prova si effettuano tre acquisizioni ravvicinate a pari irradianza, la quale viene stimata dalla cella solare (da collegarsi al multimetro digitale, in modalità voltmetro). [14]

Le sonde di corrente e di tensione vengono collegate alla *scheda di acquisizione DAQ*, da cui è possibile acquisire contemporaneamente i valori di tensione e corrente e convertirli in segnali digitali da inviare ed elaborare sul PC.

Il modulo (generatore del circuito) è stato connesso al condensatore (carico da alimentare), inizialmente scarico. Il test ha inizio appena viene chiuso l'interruttore principale (*charge breaker*), che avvia il transitorio di carica del condensatore. Solitamente il transitorio dura circa 100 ms, cioè fin quando il condensatore è completamente carico. A questo punto avendo aperto l'interruttore principale si ottiene la singola acquisizione contenente le misure di tensione, corrente, temperatura ambiente, temperatura del modulo e irradianza. Affinché sia possibile procedere con una nuova acquisizione, il carico verrà cortocircuitato sulla resistenza, chiudendo l'interruttore ad essa in serie (*discharge breaker*) e innescando il transitorio di scarica.

Si ricorda che per non impostare offset di tensione in fase di carica, il condensatore deve essere completamente scarico all'inizio delle singole acquisizioni. Quanto detto si ottiene dando al condensatore una tensione negativa attraverso l'alimentatore, aprendo l'interruttore *discharge breaker* e chiudendo il *negative charge breaker*.

Le misure di tensione e corrente vengono inviate al PC nell'interfaccia grafica creata tramite il software Labview, vedere Figura 3.11, che memorizza e mostra numericamente e graficamente gli andamenti delle misure.

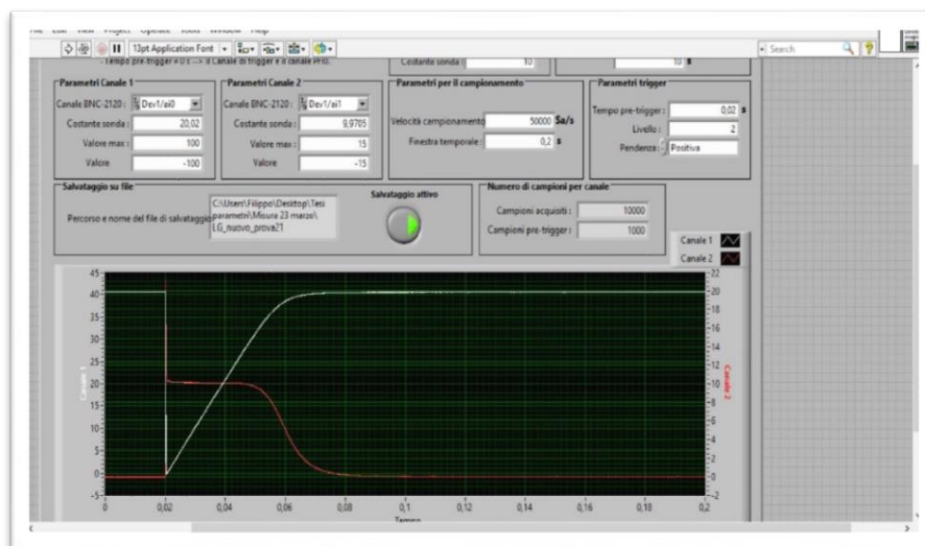


Figura 3.11: Interfaccia Labview, con risultato di una prova di carica.

I comandi presenti consentono l'inizio di una acquisizione, il controllo della durata della prova e altri parametri che riguardano canali e costanti di acquisizione. Il software sul PC riceve i dati dalla scheda DAQ e li elabora attraverso modelli semplificati, relativi al circuito della cella fotovoltaica, da cui diventa possibile estrapolare le curve I-V dei moduli analizzati da riportare in condizioni *STC*.

3.2. Riporto delle curve I-V in condizioni *STC*

Dai valori misurati di tensione, corrente e temperatura secondo la modalità descritta nel paragrafo precedente, si può applicare il riporto in condizioni *STC*.

La norma italiana di riferimento è la norma CEI EN 60891 (CEI 82-5) "Procedure per correzioni di temperatura e irraggiamento alle caratteristiche I-V misurate di dispositivi fotovoltaici". Le correzioni permettono ai risultati di essere confrontabili con i datasheet del modulo analizzato per stabilire, in modo certo, se le performance sono conformi a quanto dichiarato dal produttore oppure si sono verificati deterioramenti, malfunzionamenti o guasti.

Il metodo scelto sul riporto in condizioni *STC* a partire dai valori acquisiti dalle prove di carica del condensatore, di cui la tensione V_{mis} , la corrente I_{mis} , la temperatura T_c e irraggiamento reale G_{real} è affidato alle seguenti equazioni:

$$I' = I_{mis} + I_{sc,mis} \cdot \left(\frac{G_{STC}}{G_{real}} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_{STC} - T_c) \quad (a)$$

$$V' = V_{mis} + R_s \cdot (I' - I_{mis}) + k \cdot I' \cdot (T_{STC} - T_c) + \beta \cdot (T_{STC} - T_c) \quad (b)$$

dove:

- I' - valore di corrente, riportato in condizioni *STC* a partire dalle condizioni di prova;
- V' - valore di tensione, riportato in condizioni *STC* a partire dalle condizioni di prova;
- I_{mis} - valore di corrente misurato;
- V_{mis} - valore di tensione misurato;
- G_{real} - valore di irradianza misurato, nelle condizioni di prova;
- T_c - valore di temperatura delle celle misurato direttamente nella prova;
- G_{STC} - valore d'irradianza alle condizioni *STC* (1000 W/m²);
- T_{STC} - valore di temperatura delle celle alle condizioni *STC* (25°C);

- $I_{sc,mis}$ - la corrente di corto circuito misurata;
- α - coefficiente termico della corrente di corto circuito ($A/^{\circ}C$);
- β - coefficiente termico della tensione a vuoto ($V/^{\circ}C$);
- R_s - resistenza serie del modulo in esame;
- k - fattore di correzione della curva.

Per ottenere la V_{OC} sperimentalmente, si deve definire un intervallo di offset, in cui si calcola la media delle tensioni acquisite. Questo è richiesto dal fatto che la memorizzazione dei valori di corrente e tensione si verifica qualche millesimo di secondo prima che inizi il transitorio di carica. In questi millisecondi, il circuito rimane aperto con corrente nulla, operando in una condizione ottimale per misurare V_{OC} . Se la corrente non fosse nulla, allora sarebbe affetta da qualche disturbo, dovendo eliminare il valor medio di quest'ultimo e sottrarlo alla misura di corrente.

La $I_{sc,mis}$ si calcola dall'interpolazione lineare delle coppie di valori di corrente-tensione misurati, di tensione compresa tra 0% e 30% della tensione a circuito aperto V_{OC} . Infatti, in questo intervallo di valori la curva $I-V$ è approssimabile ad una retta, con valori di corrente costanti, vedere Figura 3.12 e Figura 3.13.

Interpolando si ottiene la retta quasi orizzontale, dove m è quasi nullo, di equazione:

$$I = mV + I_{sc}$$

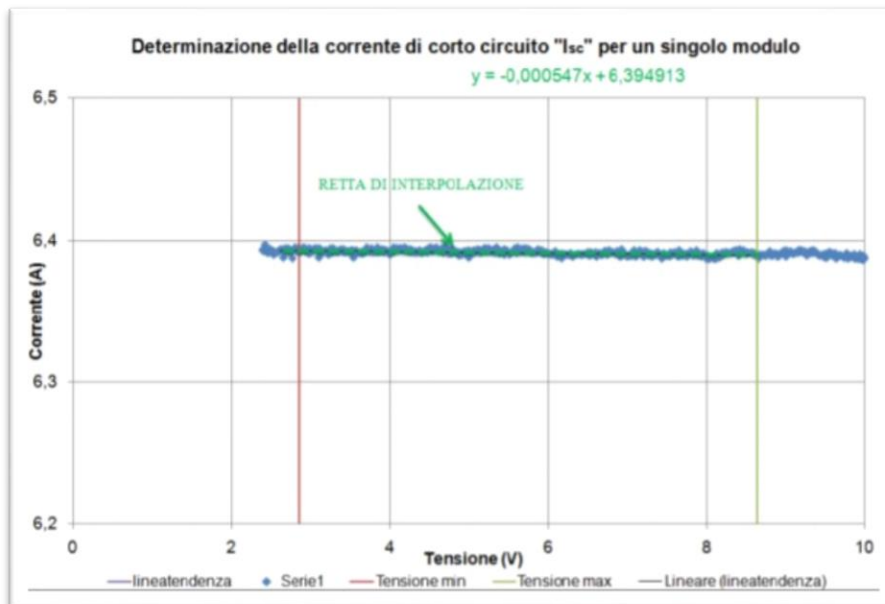


Figura 3.12: Determinazione di I_{sc} per l'interpolazione di un singolo modulo.

La R_s si calcola attraverso un'interpolazione lineare delle coppie di valori di corrente-tensione misurati, solitamente di corrente compresa tra 0 e 1 A, nel tratto di curva lineare. Graficamente si può ottenere il valore grazie all'inverso del parametro m della retta interpolante. [15]

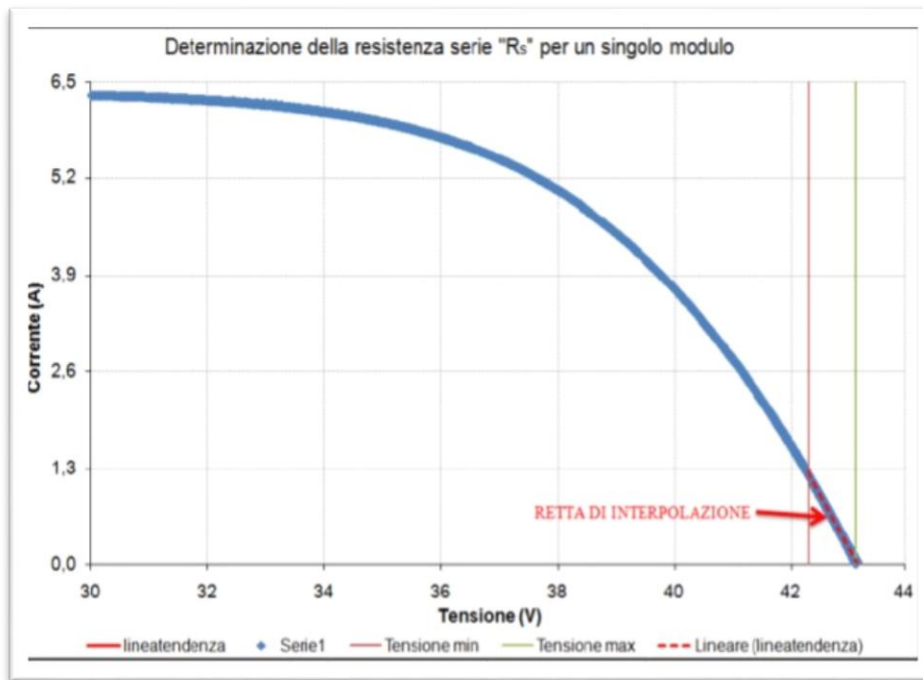


Figura 3.13: Zona di interpolazione per ricavare R_s .

L'operazione di riporto in condizioni *STC* è a carico dell'algoritmo Matlab dedicato, attraverso macro azioni per impostare i valori delle misure effettuate, definire gli input relativi alle schede tecniche e ai parametri ambientali, elaborazione dei dati con riporto alle condizioni *STC*, compilazione del report, verifica dei risultati ed esportazione degli stessi su Excel.

L'interfaccia degli input, vedere Figura 3.14, contiene sia caselle di testo compilabili con le informazioni dei dati ambientali di prova, dei parametri del datasheet del modulo (*STC*, *NOCT*, dimensioni, ecc.), sia una sezione relativa ai grafici del transitorio e all'impostazione degli offset.



Figura 3.14: Interfaccia grafica degli input del software.

L'interfaccia grafica principale, vedere Figura 3.15, serve ad elaborare tre misure per lo stesso campione di prova. Ogni misura ha una sezione dedicata della schermata con i rispettivi report e grafici delle curve ricercate.

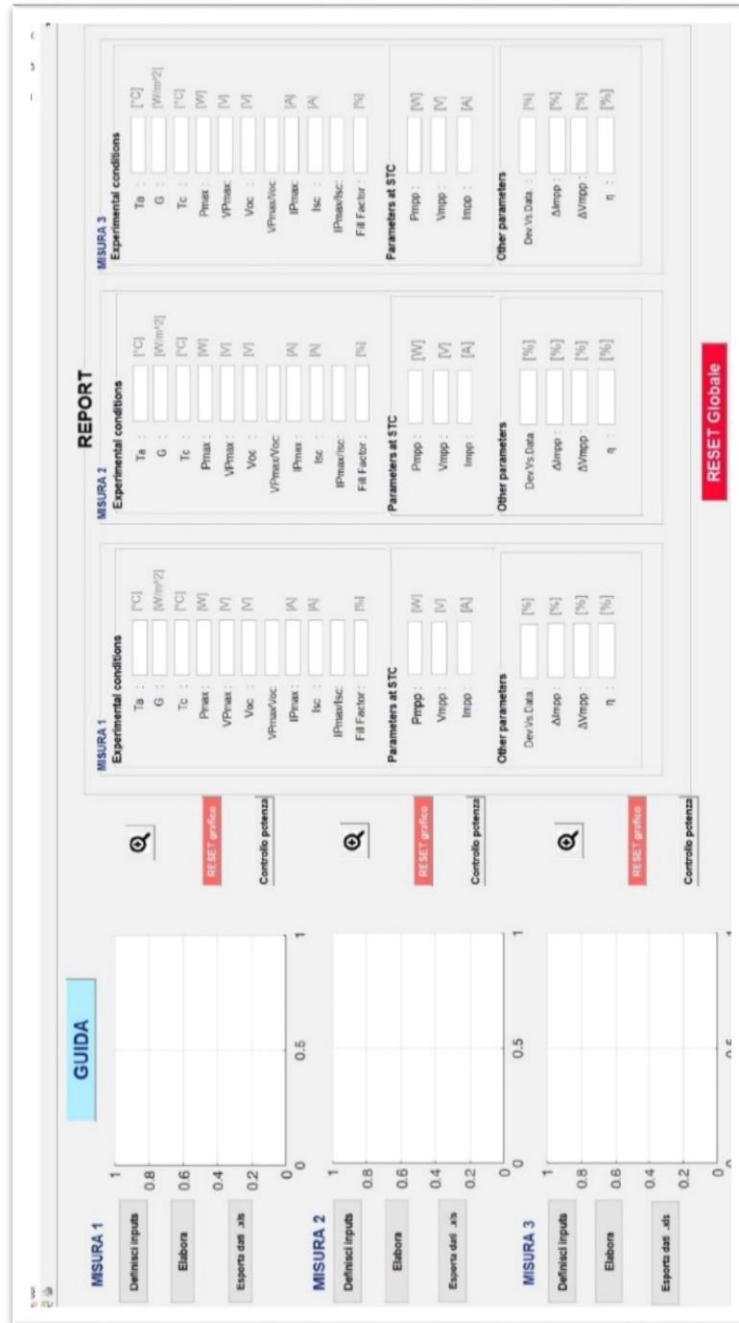


Figura 3.15: Interfaccia grafica principale del software.

3.3. Analisi delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il modulo LG Neon R è stato sottoposto a misure per l'analisi delle prestazioni. Di seguito sono riportati i dati in input al software Matlab, estrapolati dal datasheet del costruttore.

Modulo LG NEON R	
Potenza max in condizioni STC (W)	370
Corrente nel punto di massima potenza STC "Imp _p " (A)	10.1
Tensione nel punto di massima Potenza STC "Vm _{pp} " (V)	37.0
Corrente di cortocircuito STC "I _{sc} " (A)	10.82
Tensione a vuoto STC "V _{oc} " (V)	42.8
Rendimento (%)	96
Coefficiente riduzione della potenza (W/°C)	0
Coefficiente riduzione della corrente (%/°C)	0.040
Coefficiente riduzione della tensione (%/°C)	-0.24
Coefficiente riduzione della corrente (A/°C)	0
Coefficiente riduzione della tensione (V/°C)	0
Larghezza del modulo (m)	1.016
Lunghezza del modulo (m)	1.7
Lato cella (mm)	0
Numero di celle per ogni modulo FV	60
NOCT (°C)	44
Moduli in serie	1
Stringhe in parallelo	1

Tabella 3-1: Datasheet del modulo e dati di input per la prova.

Le misurazioni sono avvenute il giorno 13 aprile, ed è stato possibile verificare difetti o guasti grazie al confronto fra i risultati in Tabella 2-1, riportati in STC - Standard Condition Test (1000 W/m² e 25°C), con le caratteristiche fornite dal costruttore.

L'interfaccia Matlab (GUI) ha restituito una simil schermata con i risultati.

Risultati				
<i>Condizioni di misura</i>	TEST #1	TEST #2	Media	
T_a	17	17	17	°C
G	1016	1015	1015	W/m ²
T_c	48	49	48	°C
P_{max}	337	336	337	W
V_{Pmax}	34,18	34,13	34,16	V
V_{oc}	41,53	41,46	41,50	V
V_{Pmax}/V_{oc}	0,82	0,82	0,82	
I_{Pmax}	9,87	9,86	9,86	A
I_{sc}	10,81	10,80	10,81	A
I_{Pmax}/I_{sc}	0,91	0,91	0,91	
Fill Factor	75,1%	75,1%	75,1%	
<i>Parametri in STC</i>				
P_{mpp}	356,14	356,42	356,28	W
V_{mpp}	36,75	36,90	36,83	V
I_{mpp}	9,69	9,66	9,67	A
<i>Altri parametri</i>				
Deviazione vs. datasheet	-3,7%	-3,7%	-3,7%	
ΔI_{mpp}	-3,2%	-3,5%	-3,4%	
ΔV_{mpp}	-0,7%	-0,3%	-0,5%	
η	20,6%	20,6%	20,6%	
Rs	0,30	0,30	0,30	Ω
Rsh	157	167	162	Ω

Tabella 3-2: Risultati delle misure del 13 aprile 2021.

Dalla Tabella 3-2 possiamo affermare che la Pmax ha subito una diminuzione pari al -3,7%, ovvero da 370 W a 356,28 W. Considerando le incertezze legate al sistema di misura per le prove ($\pm 4,75\%$), i risultati appaiono coerenti con le specifiche fornite dal costruttore.

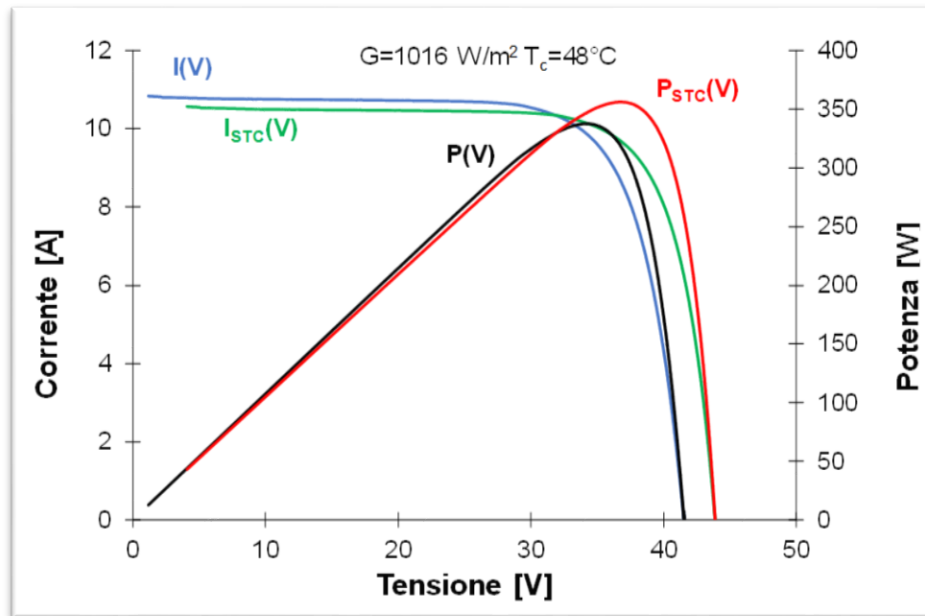


Figura 3.16: Curve caratteristiche in condizioni di prova e in STC.

Nella Figura 3.16 sono da evidenziare le condizioni di prova di irradianza pari a 1016 W/m^2 e di temperatura di cella di $48 \text{ }^\circ\text{C}$. Per quanto concerne le curve, si devono fare le seguenti osservazioni:

- la tensione V_{oc} nelle condizioni di prova appare inferiore alla V_{oc} in STC, a causa delle diverse temperature considerate, poiché la tensione diminuisce al crescere della temperatura;
- la corrente I_{sc} in condizioni di prova si trova al di sopra della I_{sc} in STC, per via della maggiore irradianza;
- la potenza P_{max} è il risultato congiunto dei due effetti appena descritti, ed è superiore in STC.

Possiamo notare che le curve non partono dagli assi, anzi è stato volontariamente attuato un troncamento per escludere i disturbi legati ai transitori di corrente e tensione, al di sotto di 2 A e 5 V . Pur effettuando una precarica del condensatore, polarizzato negativamente, tuttavia non si riesce ad annullare completamente il fenomeno; così si agisce sull'offset (ms) in fase di elaborazione dei dati.

Se utilizzassimo dei carichi elettronici per monitorare le prestazioni di moduli fotovoltaici di tecnologia superiore, avremmo a disposizione un metodo più flessibile ed accurato, in grado di tracciare curve I-V senza disturbi legati alla stazione di misura.

Capitolo 4

4 Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete

Lo scopo della tesi consiste nel realizzare un sistema flessibile di controllo dei consumi, nel contesto della Building Automation. Il progetto PVZEN, ancora in configurazione provvisoria, richiede la realizzazione di carichi elettrici fittizi, per riuscire ad emulare i consumi dell'edificio, secondo le attività tipiche legate al settore terziario. In particolare si tratta di due aule studio, un locale tecnico e una sala controllo che costituiscono le utenze della microrete.

4.1. Descrizione dei BACS

Il D.M. 26/06/2015 – “Criteri generali e requisiti delle prestazioni energetiche degli edifici”, per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione importante di primo livello, ad uso non residenziale, prevede l'obbligo del livello di automazione B minimo, secondo la norma UNI EN 15232. La normativa UNI EN 15232 fornisce una lista strutturata delle funzioni di automazione e controllo (BACS) e gestione tecnica degli edifici (TBM) con incidenza sulla prestazione energetica degli stessi e relativa classificazione (A, B, C, D) indicando i requisiti minimi funzionali per ogni classe.

Per BACS “Building Automation and Control Systems” si intendono i sistemi di automazione e controllo degli edifici, quindi ogni sistema o applicativo software in grado di automatizzare. Il TBM “*Technical Home and Building Management*” invece, guarda alla gestione tecnica dell'edificio, essendo un BACS più evoluto e comprensivo di reportistica, contabilizzazione calore ed altro.

La predetta norma definisce dalla D alla A, le quattro diverse classi di efficienza energetica dei BACS per classificare i sistemi di automazione degli edifici, sia in ambito residenziale che non residenziale, descritte in ordine crescente di seguito:

- Classe D - “NON ENERGY EFFICIENT”: comprende gli impianti tecnici tradizionali e privi di automazione e controllo, non efficienti dal punto di

vista energetico; indicativamente, possiamo aspettarci che un edificio con classe di efficienza attiva pari a “D” abbia forse un termostato centralizzato per caldo e freddo, una regolazione manuale dell’aria e nessun controllo dell’illuminazione (accensione e spegnimento manuali);

- Classe C - “STANDARD”: corrisponde agli impianti dotati di sistemi di automazione e controllo degli edifici “tradizionali”, eventualmente dotati di BUS di comunicazione, ma a livelli prestazionali minimi rispetto alle loro reali potenzialità; tipicamente è possibile regolare automaticamente la temperatura dell’acqua della rete di distribuzione in funzione della temperatura esterna oppure l’illuminazione potrebbe essere controllata da sensori di presenza.
- Classe B - “ADVANCED”: comprende gli impianti dotati di un sistema di automazione e controllo avanzato (BACS) e dotati anche di alcune funzioni di gestione degli impianti tecnici di edificio (TBM) specifiche per una gestione centralizzata e coordinata dei singoli impianti; un edificio “attivamente” efficiente è capace di rispondere efficacemente ai suoi occupanti e all’uso che questi fanno dei locali dove la regolazione del clima sarà completamente integrata, con ciascun ambiente evitando condizioni di interblocco, quando sistemi differenti funzionano in opposizione (il classico esempio di interblocco si ha, ad esempio, quando l’unità di trattamento aria cerca furiosamente di scaldare la stessa aria che il condizionatore sta altrettanto furiosamente raffreddando). L’impianto di illuminazione a questi livelli risponde alla luminosità ambiente, apportando luce artificiale solo per mantenere valori di illuminamento adeguati.
- Classe A - “HIGH ENERGY PERFORMANCE”: corrisponde a sistemi BAC e TBM “ad alte prestazioni energetiche”, cioè con livelli di precisione e completezza del controllo automatico tali da garantire elevate prestazioni energetiche all’impianto. Tutti gli impianti tecnologici funzionano in sinergia per migliorare la qualità ambientale interna, in risposta alle condizioni esterne. In questo caso, l’illuminazione può adattarsi anche per ridurre la luminosità, attivando automaticamente le schermature solari alle vetrate, oppure l’impianto di ventilazione può sfruttare il *free cooling notturno* per raffrescare gli ambienti. Tutti i componenti e i sensori sono collegati in un unico sistema TBM, che si adatta alle condizioni ambientali.

Infine, un sistema di questo tipo è capace di operare come strumento di diagnostica precoce (cosiddetto *early warning*) e di rilevamento guasti. [16]

Si noti che in questa norma non si parla delle più note classi di efficienza energetica degli edifici (quelle da “A” a “G” misurate in kWh/m²a oppure kWh/m³a), in quanto sono assegnate sulla base delle funzionalità di regolazione degli impianti tecnologici.

Mediante l’installazione e configurazione di controllori, sensori, moduli, pannelli in ambiente ecc., sarà possibile gestire, anche mediante smartphone, queste seguenti funzioni: climatizzazione diurna e notturna, illuminazione d’ambiente e di emergenza, gestione dei consumi, controllo di altri impianti speciali e molto altro.

4.2. Indagine sui componenti per l’emulazione dei carichi

In prima istanza, è stato necessario comprendere i carichi da emulare per ciascun utente, divisi per tipologia e taglia. Ci si è resi subito conto di non poter gestire ogni apparecchio singolarmente per diversi motivi:

- ingombro considerevole, confrontabile con i veri apparecchi da installare nei veri edifici PVZEN;
- generazione di calore concentrata in un unico luogo, con rischi legati alla propagazione di incendi.
- costi inaccessibili con risultati mediocri.

Quindi, si è passati all’aggregazione dei carichi per singolo utente secondo: i periodi di utilizzo, la tipologia di circuito predisposto nel quadro AC e la taglia in potenza quanto più standard possibile.

A questo punto ha avuto inizio la vera e propria indagine di mercato, cercando di far confluire costi e benefici, a fronte di una spesa dell’ordine delle centinaia di euro. Il carico complessivo avrebbe dovuto essere al massimo di 4 kW per ciascun utente, come descritto nel paragrafo 2.6 - *Descrizione dei carichi*.

In commercio esistono svariate soluzioni per dissipare energia elettrica sottoforma di calore, dalle meno nobili ed economiche, alle più raffinate e costose, ciascuna con conseguenti vantaggi e svantaggi annessi:

1. Lampade ad incandescenza o alogene: offrono una ottima modularità anche alle basse taglie, tuttavia, si presenta molto facilmente il problema legato alla fulminazione del filamento luminoso, con conseguente manutenzione del sistema, già dopo circa 2000-6000 ore. Inoltre, ogni lampadina richiederebbe un portalampada adeguato, aumentando i costi e gli ingombri. Al giorno d'oggi non sono commerciabili, poiché rimpiazzate dalle più efficienti tipo *LED*. Per tale ragione, questa soluzione è stata immediatamente scartata.



	LED	FLUORESCENZA	ALOGENA	INCANDASCENZA
CONSUMO DI ENERGIA	15%	25%	72%	100%
VITA MEDIA	15-25 anni	6-10 anni	1-3 anni	1 anno
LUCE	Immediata	Dopo alcuni minuti	Immediata	Immediata
IMPATTO AMBIENTALE	Molto basso	Basso	Medio	Alto

Figura 4.1: Tipologie di lampade in commercio e caratteristiche principali.

2. Resistori: esiste una vasta gamma di resistenze fisse per varie applicazioni. Si tratta di resistenze a montaggio superficiale, a foro passante e con montaggio a pannello di diversi marchi. Il grande limite di questa tipologia di resistenze è la dissipazione del calore generato all'interno del *case* di alluminio, in cui vengono alloggiati dal costruttore. È stato necessario consultare il datasheet di diverse taglie per capirne le potenzialità. Innanzitutto possiamo affermare che un involucro di dimensioni maggiori riesce a dissipare meglio rispetto ad un più piccolo, proprio grazie alla maggior superficie di scambio termico. Tuttavia, il costruttore consiglia il

montaggio su dissipatore (*heatsink*), accoppiato con pasta termica conduttiva, al fine di evitare il superamento di 200 °C, da cui il rischio di danneggiamento del dispositivo. Pertanto, si è voluto studiare il fenomeno acquistando un resistore (50 W, 1000 ohm, da alimentare a 230 V) e relativo dissipatore con pasta termica, al costo complessivo di circa 10 €.

Prova con termocamera del 26 novembre 2021		
Temperatura	Tempo complessivo	Tempo parziale
23 °C	00:00.00	00:00.00
30 °C	00:10.11	00:10.11
40 °C	00:25.96	00:15.85
50 °C	00:59.62	00:33.66
60 °C	02:08.41	01:08.79
70 °C	03:50.90	01:42.49
80 °C	06:03.01	02:12.11
90 °C	09:26.14	03:23.13
100 °C	15:21.88	05:55.74
108 °C	26:25.43	11:03.55

Tabella 4-1: Tempi di riscaldamento del resistore da 50 W.

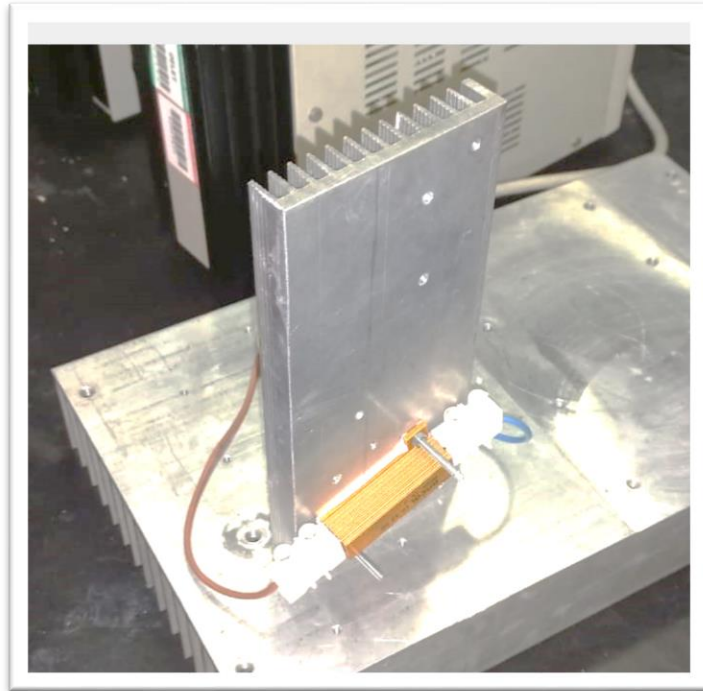


Figura 4.2: Prova del 26 novembre 2021.



Figura 4.3: Termogramma del resistore durante la prova del 26 novembre 2021.

In questo caso i risultati hanno mostrato un ottimo scambio termico, senza superare i 200 °C raccomandati, ma volendo aumentare la taglia della resistenza, ci sarebbe uno spropositato aumento del costo complessivo, proprio legato al dissipatore più grande.

A dimostrazione di quanto detto, rimontando il medesimo resistore su un dissipatore più piccolo come in Figura 4.4, si è osservato un aumento della sovratemperatura fino a 142 °C, superiore alla precedente, a causa della superficie minore del nuovo dissipatore. L'andamento della temperatura è stato ricalcolato ed è visibile nella Figura 4.5.



Figura 4.4: Prova del 3 dicembre 2021.



Figura 4.5: Transitorio termico – prova del 3 dicembre 2021.

A fronte delle prove effettuate, questa soluzione, pur essendo la più modulabile e interessante, è stata abbandonata a causa degli elevati costi richiesti dal nostro tipo di applicazione.

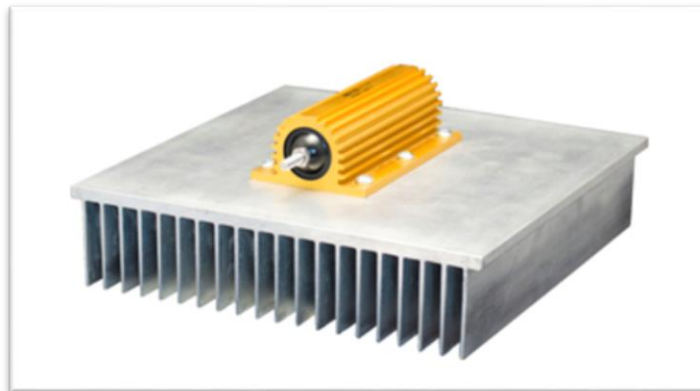


Figura 4.6: Resistore generico montato su dissipatore.

3. Carichi elettronici: apparentemente sembra essere la migliore soluzione possibile, grazie alla loro innovativa tecnologia. Infatti, si possono sfruttare un'alta densità di potenza, una programmazione intuitiva, una capacità di effettuare simulazioni predefinite, un design compatto e un sistema di raffreddamento integrato. Tuttavia, a seconda del convertitore desiderato, il

costo può facilmente superare 1,50 €/W, il che ha subito sconcertato il loro utilizzo, soprattutto per il tipo di utilizzo davvero semplice da affrontare.



Figura 4.7: Tipico carico elettronico da 150 W (circa 300 €).

4. Elementi riscaldanti: questa tipologia di carico è subito apparsa come quella ideale per carichi aggregati, di taglia superiore ai 500 W, a patto di verificarne la trasmissione del calore, basandosi su una dissipazione per convezione naturale. Quindi, avendo a disposizione delle resistenze montate in apposite gabbie di protezione, si è deciso di sfruttarne l'uso, secondo quanto descritto nel paragrafo successivo.



Figura 4.8: Elemento resistivo tipico da 1500 W.

4.3. Carichi resistivi scelti

Gli elementi resistivi, o semplicemente resistenze elettriche, sono gli elementi costituenti dei carichi fittizi (noti anche come *dummy load* o banchi di carico). Generalmente, i carichi fittizi vengono impiegati per testare le prestazioni di batterie e generatori, con il vantaggio di non dover disporre di applicazioni, impianti o macchine reali di consumo. Infatti, essi svolgono questo compito simulando il carico standard con cui la sorgente opererebbe, dissipando l'energia elettrica sotto forma di calore.

I carichi fittizi sono utilizzati in molti ambiti, ma principalmente per testare:

- generatori e batterie;
- impianti a pannelli solari;
- sistemi UPS (*Uninterruptible Power Supply*).

Inoltre, i carichi fittizi (o *dummy load*) vengono impiegati quando è necessario dissipare notevoli quantità di energia elettrica, ad esempio nelle prove di corto circuito.

Nel nostro caso, disponendo di serpentine resistive elettriche, alloggiare in apposite griglie metalliche di protezione, come da Figura 4.9: Gabbia metallica con resistenze utilizzata., è stato necessario verificare le connessioni elettriche e procedere al dimensionamento per l'attività.

Il calore viene generato per *effetto Joule*: al passaggio della corrente elettrica, si oppone la resistenza, costituita da una fitta spirale in materiale ad alta resistenza elettrica e capace di sopportare le alte temperature (tipicamente in lega di nichel-cromo). La spirale, contenuta in un tubo metallico, è in continuità coi due poli esterni, cui viene applicata la tensione di rete (230 V – 50 Hz). Ovviamente, la resistenza è isolata elettricamente rispetto alla parete esterna del tubo metallico, ma fornisce una protezione meccanica del filo, consentendo una distribuzione uniforme del calore. La superficie esterna del tubo, spesso in lega di rame, può superare la temperatura di 300°C ma funge da isolante elettrico. Inoltre, garantisce un ottimo scambio di calore verso l'aria circostante.



Figura 4.9: Gabbia metallica con resistenze utilizzata.

Un surriscaldamento della serpentina è molto pericoloso perché può portare al danneggiamento del tubo in rame “isolante”, con gravissimo rischio di dispersione di elettricità verso la struttura protettiva a gabbia. Per questo motivo il tubo di rame è messo elettricamente a terra.

Per poter effettuare la simulazione energetica dei consumi dell'edificio PVZEN è stato necessario comprendere i carichi termici ed elettrici che verranno utilizzati al termine della fabbricazione dei locali.

I carichi termici, già convertiti in carichi elettrici, sono oggetto di tesi precedenti, e corrispondono a pompe di calore che tengono conto degli effetti legati alla trasmissione del calore attraverso l'involucro edilizio e gli apporti solari. Sono state necessarie le informazioni climatiche del luogo e le assunzioni riguardanti la ventilazione e le infiltrazioni.

I carichi elettrici nel locale tecnico e sala di controllo e nelle due aule studio saranno principalmente:

- le lampade e le plafoniere LED (illuminazione);
- gli apparecchi elettronici PC e monitor (computer);
- i proiettori video (presenti solo nelle sale studio);
- il sistema di ventilazione;
- le pompe di calore (paragrafo 2.6.3).

Gli intervalli temporali di funzionamento di ogni carico per le simulazioni sono basati sugli orari di apertura dell'edificio, ad eccezione dei periodi di chiusura per festività elencati di seguito (anno 2019):

- 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.

4.4. Controllo dei carichi: eWeLink & SONOFF

eWeLink è un *hub* per la casa intelligente che ti consente di controllare e gestire i tuoi dispositivi intelligenti preferiti di diverse marche in un'unica APP.

Dà la possibilità di effettuare diverse azioni smart e di controllare più dispositivi intelligenti, infatti:

- l'utente può comandare a distanza gli elettrodomestici da qualsiasi luogo e in qualsiasi momento, con lo stato del dispositivo e il controllo dei record di funzionamento allo stesso tempo;

- gli utenti possono preimpostare programmi di ripetizione o di temporizzazione singola per accendere/spegnere i dispositivi in base alle proprie esigenze;
- consente agli utenti di assegnare tutti i dispositivi aggiunti a diversi gruppi in modo che possano facilmente controllare e gestire i dispositivi;
- la scena intelligente (semplicemente *scena* o *scenario*) consente agli utenti di utilizzare un dispositivo per attivare automaticamente ON/OFF uno o più dispositivi;
- gli utenti possono condividere il controllo dei propri dispositivi con altri utenti eWeLink, attraverso un messaggio di invito. [17]

SONOFF è tra i brand cinesi più affidabili e apprezzati, nonché popolari, per quanto riguarda gli interruttori Smart WiFi. Negli ultimi anni sono diventati dei prodotti molto presenti all'interno delle case con cui è possibile creare una smart home ad un prezzo davvero contenuto (circa 10 euro). Con questi dispositivi è possibile controllare lampade, motorini e dispositivi elettrici in generale.

Gli interruttori SONOFF Smart WiFi sono delle piccole “scatoline” contenenti dei circuiti prestampati comprensivi di relè di potenza e pilotaggio degli stessi attraverso gli smartphone, tramite l'app dedicata eWeLink, disponibile sia su iOS che Android. Gli interruttori *da incasso* vengono applicati direttamente a muro e montati direttamente all'interno della scatola di derivazione 503; altrimenti ne esistono di più robusti e meno compatti per applicazioni specifiche.

Gli aspetti principali che lo rendono un dispositivo versatile sono il montaggio, la configurazione App, la gestione da remoto e infine la compatibilità con gli assistenti vocali. [18]

Per quanto descritto finora, il modello *SONOFF BASIC R2*, mostrato in Figura 4.10, compatibile con Alexa e Google Home, è risultato il più adatto allo scopo di questo lavoro di tesi, con cui sarà possibile programmare gli orari di accensione e spegnimento dei carichi del PVZEN, mediante la configurazione di diversi scenari.



Figura 4.10: Interruttore Smart WiFi *SONOFF BASIC R2*.

4.5. Implementazione del sistema BACS

4.5.1. Illuminazione e FM: utente 1

Per ottenere il consumo energetico, si è scelto di ragionare in termini di energia media su *time step* di 15 minuti, dall'ora di apertura (8:30) fino all'ora di chiusura dell'edificio (19:00).

Questo permette di avere due vantaggi principali:

1. allacciamento verosimile al quadro elettrico provvisorio esistente;
2. semplicità di configurazione e gestione del sistema sperimentale.

1. Il PLC si occuperà della gestione dei dispositivi di comando presenti nel quadro elettrico AC. Le principali caratteristiche che bisogna stabilire sono le prestazioni della CPU, il numero di I/O e le funzioni di comando e monitoraggio.

Il proseguimento di questo lavoro di tesi riguarda proprio la programmazione dei PLC, ad opera di altri tesisti. Le prestazioni della CPU vengono scelte in base alla complessità del sistema che il PLC deve gestire. In questo caso, l'impianto è semplice e non richiede prestazioni elevate di velocità di risposta o elaborazione di segnali. In particolare, in base agli input che riceverà, genererà i segnali di comando per i contattori che devono collegare o scollegare le linee che collegano gli utenti e per i contattori presenti sulle partenze delle linee che si collegano alle prese, al sistema di illuminazione e alle pompe di calore.

Ogni contattore dispone di un circuito di comando; è quindi sufficiente che gli output del PLC generino un segnale per contattore, che sia in grado di eccitare il circuito di comando.

I contattori che si occupano di commutare le sorgenti che andranno ad alimentare gli utenti nel caso che la produzione fotovoltaica e l'energia accumulata non siano sufficienti, saranno gestiti utilizzando 4 input per ogni utente, per un totale di 12 input.

Ogni utente avrà 4 input, che lavoreranno secondo la seguente logica:

- 1 input per comandare il funzionamento dell'utente in modalità indipendente, scollegando quindi tutte le sorgenti AC. L'utente avrà quindi a disposizione soltanto la potenza generata dal proprio impianto fotovoltaico e dal proprio sistema d'accumulo;
- 1 input per comandare il funzionamento dell'utente con collegamento alla rete elettrica. L'utente potrà quindi ricevere energia dalla rete elettrica e non sarà possibile ricevere energia dagli altri utenti, a meno che altri input non siano ricevuti;
- 2 input per comandare il funzionamento dell'utente con collegamento agli altri utenti. Per esempio, l'utente 1 avrà un input per abilitare il collegamento con l'utente 2 e un input per abilitare il collegamento con l'utente 3. L'utente potrà quindi ricevere energia dall'utente che è associato all'input.

Ovviamente, il programma utente che, a partire dagli input genererà gli output, dovrà anche tenere conto dei limiti del circuito e non dovrà permettere che si

verifichi il comando di 2 operazioni incompatibili, come per esempio connettere in parallelo due sorgenti dello stesso utente, permettendo un maggior livello di sicurezza in aggiunta agli interblocchi meccanici di cui sono equipaggiati i contattori.

Al PLC sono anche richieste funzioni di monitoraggio degli stati degli I/O, in modo da avere sempre conoscenza sulla configurazione dell'impianto, oltre che sia possibile comandare il cambio degli stati degli output anche da dispositivi remoti. Ci sarà un PC, che sarà posizionato in prossimità dei quadri elettrici e del PLC e su cui si intende effettuare le operazioni di monitoraggio e comando.

2. Ogni interruttore Smart WiFi supporta il monitoraggio dello stato tramite la rete WiFi 2.4 GHz, semplicemente grazie alla configurazione da App mobile. Infatti è possibile memorizzare gli orari di accensione e spegnimento e salvarli in appositi scenari automatizzati sulla base di eventi (per esempio Alba/Tramonto). Si tratta di una sorta di interruttore comandato a distanza e deve essere montato a monte del carico.

Le resistenze che emulano i carichi fittizi sono serpentine da 37 Ohm oppure da 47 Ohm alimentate alla tensione di rete (230 V – 50 Hz), a cui corrispondono le rispettive potenze dissipate di 1430 W e 1126 W. A questo punto affinché l'energia dissipata sottoforma di calore, corrisponda ai consumi ipotizzati dai carichi *illuminazione, prese e pompe di calore* è preferibile un approccio energetico sulla giornata, e non uno basato sulla potenza istantanea.

Partendo dal locale meno frequentato, corrispondente all'utente 1, è stato semplice individuare i tempi di accensione dei vari interruttori, tralasciando inizialmente il carico pompe di calore che verrà trattato per tutti gli utenti nel paragrafo successivo.

Per evitare di superare la potenza istantanea di 1500 W, ogni *time step* (15 minuti) sarà ulteriormente suddiviso in 3 *slot*, comportando uno *sfasamento* nei tempi di accensione dei carichi nel seguente modo:

- illuminazione – primi due minuti – F1
- prese – dal terzo minuto al nono minuto – F2
- pompe di calore – ultimi cinque minuti - F3

Il *carico luci* (illuminazione) comporterebbe un consumo costante di 80 W dalle 8:30 alle 19:00, tuttavia è stato realizzato con la resistenza di 47 ohm, corrispondenti a 1126 W e 4.9 A di assorbimento, che dovrà rimanere alimentata per i primi 64 secondi dello slot F1, di ogni time step (ogni 15 minuti), nel medesimo orario (8:30-19:00).

Il *carico prese FM* (computer e ventilazione) comporterebbe un consumo costante di 160 W dalle 8:30 alle 19:00 (escludendo il picco dovuto all'accensione contemporanea dei 3 computer dalle 8:30 alle 8:45), tuttavia è stato realizzato con la resistenza di 37 ohm, corrispondenti a 1430 W e 6.21 A di assorbimento, che dovrà rimanere alimentata per i primi 101 secondi dello slot F2, di ogni time step (ogni 15 minuti), nel medesimo orario (8:30-19:00).

Nella Figura 4.11 sottostante, è riportata la tabella con i tempi di accensione e spegnimento, impostati come timer.

4.5.2. Illuminazione e FM: utenti 2 e 3

Anche per le sale studio è stato necessario ragionare in termini di energia media su *time step* di 15 minuti, dall'ora di apertura (8:30) fino all'ora di chiusura dell'edificio (19:00).

Rispetto all'utente 1, cambia solo il comportamento dei carichi, ma le considerazioni precedenti sui vantaggi del tipo di connessione e configurazione, continuano ad essere valide.

Il *carico luci* (illuminazione) è stato realizzato con la resistenza di 47 ohm, corrispondenti a 1126 W;

Il *carico prese FM* (computer, proiettori e ventilazione) è stato realizzato con la resistenza di 37 ohm, corrispondenti a 1430 W;

Il *carico pompe di calore (PdC)* è stato realizzato con la resistenza di 37 ohm, corrispondenti a 1430 W ma, come anticipato, verrà trattato per tutti gli utenti nel paragrafo successivo.

Per le sale studio, i tempi di accensione e spegnimento dei carichi non possono essere ciclici per tutta la giornata, perché dipendono dal numero di occupanti; pertanto si riportano direttamente i tempi, che verranno *impostati come timer*, suddivisi per carico e *time step*, nella Figura 4.12 seguente.

Come per l'utente 1, per evitare di superare la potenza istantanea di 1500 W, ogni *time step* (15 minuti) sarà ulteriormente suddiviso in 3 *slot*, comportando uno *sfasamento* nei tempi di accensione dei carichi nel seguente modo:

- illuminazione – primi due minuti – F1
- prese – dal terzo minuto al nono minuto – F2
- pompe di calore – ultimi cinque minuti - F3

4.5.3. Pompe di Calore

I carichi fittizi relativi alle pompe di calore sono stati oggetto di dibattito sin dall'inizio dell'attività.

A tal proposito, per soddisfare le richieste energetiche dell'edificio, oggetto delle tesi precedenti, il sistema sperimentale di building automation è basato sul fabbisogno termico, ma già convertito in consumi elettrici.

Nella Figura 4.13 sottostante, si possono riconoscere i consumi elettrici complessivi (luce + FM + PdC) dei vari locali, ripartiti nei 12 mesi annuali.

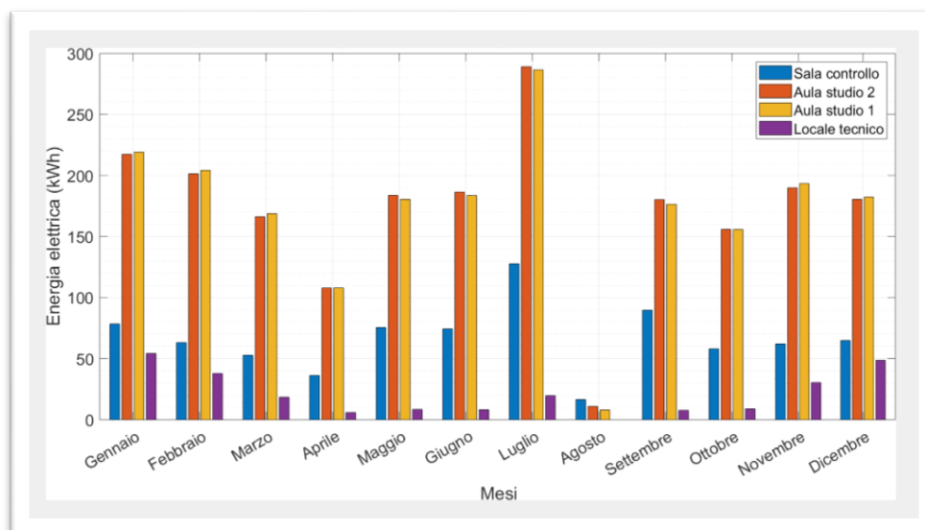


Figura 4.13: Consumi mensili aggregati di tutti i carichi elettrici.

Per procedere al calcolo delle potenze istantanee necessarie a simulare i consumi elettrici delle pompe di calore, è stato necessario escludere dai dati complessivi i carichi di illuminazione, FM e ventilazione, per ciascun locale e ciascun mese.

A questo punto si potrebbe procedere in diversi modi, complicati e sofisticati a seconda delle necessità da ottenere.

Il problema principale della questione sta nel fatto che gli edifici non esistono, quindi, i set point che nella realtà verrebbero gestiti da appositi termostati ambiente, sono praticamente inutili. Conseguentemente implementare un metodo automatizzato che ricalcasse il comportamento di un edificio che non esiste, in cui rientrano svariate variabili legate alla trasmissione del calore, è apparso impossibile e insensato. In pratica ogni giornata è diversa dalla precedente e dalla successiva e

non si può prevedere il transitorio termico necessario a raggiungere le condizioni reali dell'edificio, pur basandosi sui dati meteo.

Tuttavia, si è pensato di installare dei sensori di temperatura, umidità e irradianza solare che raccogliessero dati in tempo reale per monitorare le condizioni nei pressi dell'edificio, fruibili *in input* al sistema sperimentale. Quanto appena detto, sarebbe stato complicato da realizzare, perché l'impianto fotovoltaico posizionato sullo scavalco (provvisoriamente) non sarebbe facilmente raggiungibile dai sensori, (a patto di una spesa onerosa), facendo decadere questa opzione. Si intuisce immediatamente l'adeguatezza dei termostati per queste applicazioni, così come appare evidente che in assenza dell'edificio diventa tutto davvero complicato.

Per fronteggiare tutte le difficoltà esplicate, si è preferito ragionare in termini energetici, senza considerare il singolo giorno dell'anno, legato alle condizioni meteo, che inevitabilmente influiscono sulla trasmissione del calore. Piuttosto l'interesse è ricaduto sulla necessità di vedere i flussi di scambio energetico tra i moduli FV, le batterie e i carichi fittizi che emuleranno le pompe di calore.

Praticamente, senza stravolgere il lavoro svolto per i carichi fittizi illuminazione e prese, si è deciso di proseguire con lo stesso approccio, insistendo sugli elementi resistivi controllati dagli interruttori Smart Wi-Fi.

Come si ricorda, la sala di controllo e il locale tecnico sono stati aggregati, e inoltre i carichi avevano un comportamento costante per tutta la giornata, per tutto l'anno (nei giorni di apertura dell'edificio). Da ciò, il caso più semplice da realizzare, si è pensato di ragionare in termini di energia media anche per le pompe di calore, andando a ricavare i profili medi mensili di consumo elettrico per ciascun utente.

La prima assunzione fatta prevede che gli utenti 2 e 3 siano identici e di basarsi sui dati dell'utente 2, validi anche per l'utente 3, a causa delle lievi differenze dovute alla diversa esposizione e disposizione dei locali (vedi Tabella 2-10: Energia Termica mensile)

In secondo luogo, è stato necessario ricavare dei profili medi mensili che ricalcassero il comportamento delle macchine (PdC), tralasciando le peculiarità delle simulazioni svolte con EnergyPlus, però, senza omettere i criteri occupazionali, soprattutto nelle aule studio.

Infine, grazie ai time step (15 minuti), coerenti con tutto il lavoro svolto sin qui, si sono scelte le potenze istantanee (W) degli elementi resistivi per soddisfare i

consumi delle pompe di calore simulate. (In realtà la scelta delle serpentine è stata quasi obbligata tra i due valori 37 Ohm e 47 Ohm, per non stravolgere i criteri e i costi di realizzazione).

Ad ogni modo, per realizzare i consumi delle pompe di calore saranno utilizzate le serpentine da 37 Ohm, corrispondenti alla potenza di 1430 W, e una corrente assorbita di 6.21 A, per ciascun utente.

Nelle Figura 4.14 e Figura 4.14: Profili medi mensili PdC – utente 1. Figura 4.15 sottostanti, ed più avanti in forma tabellare, nelle Tabella 4-2 e Tabella 4-3, si riportano i profili medi mensili, rispettivamente dell'utente 1 e utenti 2 e 3, ricavati per individuare successivamente i tempi di accensione e spegnimento (considerati timer) dei carichi resistivi che simuleranno le pompe di calore.

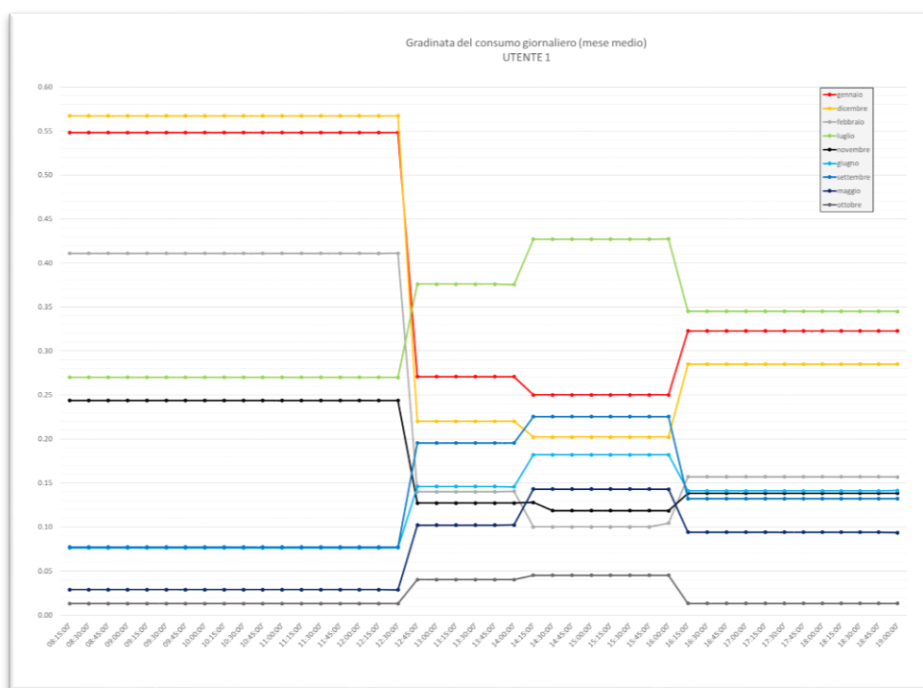


Figura 4.14: Profili medi mensili PdC – utente 1.

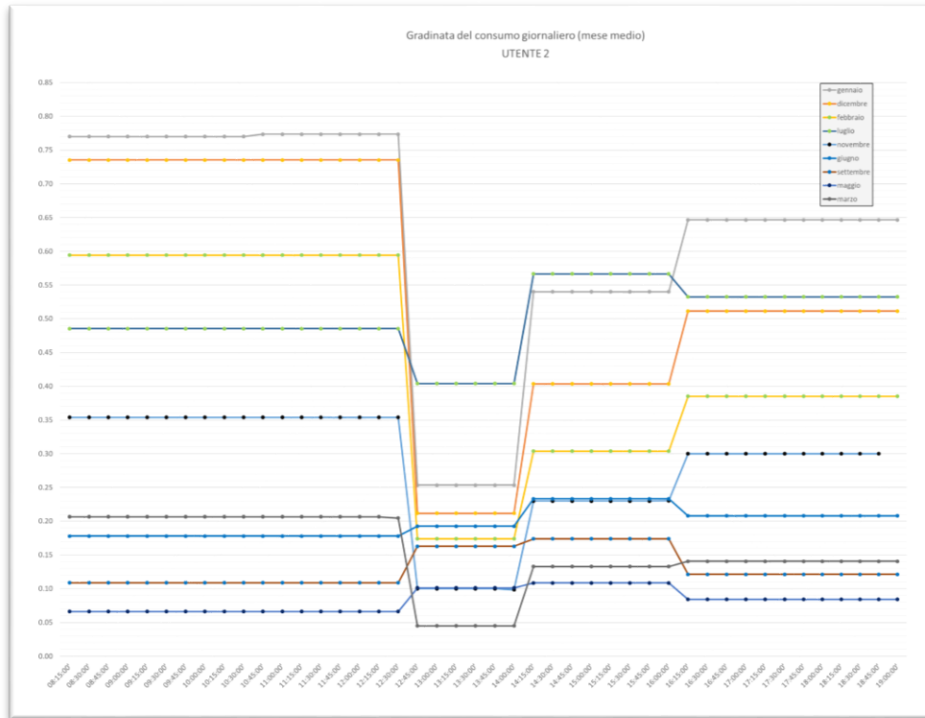


Figura 4.15: Profili medi mensili PdC – utenti 2 e 3.

Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete

LOCALE TECNICO e SALA DI CONTROLLO (utente 1)						
PERSONE	3	3	3	3		
INTERVALLO	8:15-12:45	12:45-14:15	14:15-16:15	16:15-19:00		
gennaio						
POMPE DI CALORE	548	271	250	323	W medi	
potenza [W]	1430	0.38	0.19	0.17	0.23	rapporto
intervallo [s]	900	345	170	157	203	timer sec
febbraio						
POMPE DI CALORE	411	140	104	157	W medi	
potenza [W]	1430	0.29	0.10	0.07	0.11	rapporto
intervallo [s]	900	259	88	66	99	timer sec
marzo						
POMPE DI CALORE	124	65	54	60	W medi	
potenza [W]	1430	0.09	0.05	0.04	0.04	rapporto
intervallo [s]	900	78	41	34	38	timer sec
aprile						
POMPE DI CALORE	0	0	0	0	W medi	
potenza [W]	1430	0.00	0.00	0.00	0.00	rapporto
intervallo [s]	900	0	0	0	0	timer sec
maggio						
POMPE DI CALORE	29	102	143	94	W medi	
potenza [W]	1430	0.02	0.07	0.10	0.07	rapporto
intervallo [s]	900	18	64	90	59	timer sec
giugno						
POMPE DI CALORE	76	146	182	141	W medi	
potenza [W]	1430	0.05	0.10	0.13	0.10	rapporto
intervallo [s]	900	48	92	115	89	timer sec
luglio						
POMPE DI CALORE	270	376	427	345	W medi	
potenza [W]	1430	0.19	0.26	0.30	0.24	rapporto
intervallo [s]	900	170	237	269	217	timer sec
agosto						
POMPE DI CALORE	0	0	0	0	W medi	
potenza [W]	1430	0.00	0.00	0.00	0.00	rapporto
intervallo [s]	900	0	0	0	0	timer sec
settembre						
POMPE DI CALORE	77	195	225	132	W medi	
potenza [W]	1430	0.05	0.14	0.16	0.09	rapporto
intervallo [s]	900	49	123	142	83	timer sec
ottobre						
POMPE DI CALORE	13	40	45	13	W medi	
potenza [W]	1430	0.01	0.03	0.03	0.01	rapporto
intervallo [s]	900	8	25	29	8	timer sec
novembre						
POMPE DI CALORE	244	127	128	138	W medi	
potenza [W]	1430	0.17	0.09	0.09	0.10	rapporto
intervallo [s]	900	153	80	80	87	timer sec
dicembre						
POMPE DI CALORE	567	220	202	285	W medi	
potenza [W]	1430	0.40	0.15	0.14	0.20	rapporto
intervallo [s]	900	357	139	127	179	timer sec

Tabella 4-2: Timing dei profili medi mensili delle PdC – utente 1.

Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete

SALA STUDIO 1 e 2 (utenti 2 e 3)					
PERSONE	5	3	10	10	
INTERVALLO	8:15-12:45	12:45-14:15	14:15-16:15	16:15-19:00	
gennaio					
POMPE DI CALORE	774	254	540	647	W medi
potenza [W]	1430	0.54	0.18	0.38	0.45 rapporto
intervallo [s]	900	487	160	340	407 timer sec
febbraio					
POMPE DI CALORE	594	174	304	385	W medi
potenza [W]	1430	0.42	0.12	0.21	0.27 rapporto
intervallo [s]	900	374	109	191	242 timer sec
marzo					
POMPE DI CALORE	206	45	133	140.68076	W medi
potenza [W]	1430	0.14	0.03	0.09	0.10 rapporto
intervallo [s]	900	130	28	84	89 timer sec
aprile					
POMPE DI CALORE	0	0	0	0	W medi
potenza [W]	1430	0.00	0.00	0.00	0.00 rapporto
intervallo [s]	900	0	0	0	0 timer sec
maggio					
POMPE DI CALORE	66	101	109	84	W medi
potenza [W]	1430	0.05	0.07	0.08	0.06 rapporto
intervallo [s]	900	42	64	68	53 timer sec
giugno					
POMPE DI CALORE	178	193	233	208	W medi
potenza [W]	1430	0.12	0.13	0.16	0.15 rapporto
intervallo [s]	900	112	121	147	131 timer sec
luglio					
POMPE DI CALORE	485	404	566	532	W medi
potenza [W]	1430	0.34	0.28	0.40	0.37 rapporto
intervallo [s]	900	306	254	356	335 timer sec
agosto					
POMPE DI CALORE	0	0	0	0	W medi
potenza [W]	1430	0.00	0.00	0.00	0.00 rapporto
intervallo [s]	900	0	0	0	0 timer sec
settembre					
POMPE DI CALORE	109	163	174	121	W medi
potenza [W]	1430	0.08	0.11	0.12	0.08 rapporto
intervallo [s]	900	68	102	109	76 timer sec
ottobre					
POMPE DI CALORE	7	11	13	4	W medi
potenza [W]	1430	0.00	0.01	0.01	0.00 rapporto
intervallo [s]	900	4	7	8	2 timer sec
novembre					
POMPE DI CALORE	354	100	230	300	W medi
potenza [W]	1430	0.25	0.07	0.16	0.21 rapporto
intervallo [s]	900	223	63	145	189 timer sec
dicembre					
POMPE DI CALORE	735	212	404	512	W medi
potenza [W]	1430	0.51	0.15	0.28	0.36 rapporto
intervallo [s]	900	463	133	254	322 timer sec

Tabella 4-3: Timing dei profili medi mensili delle PdC – utenti 2 e 3.

Per completezza, nella Tabella 4-4 seguente, si riportano i tempi di accensione delle pompe di calore in forma di minuti e secondi, a partire dai tempi *timer* ricavati in secondi:

	Intervallo	Utente 1			Utenti 2 e 3		
		Timer (s)	min	sec	Timer (s)	min	sec
GENNAIO	8:15-12:45	345	5	45	487	8	7
	12:45-14:15	170	2	50	160	2	40
	14:15-16:15	157	2	37	340	5	40
	16:15-19:00	203	3	23	407	6	47
FEBBRAIO	8:15-12:45	259	4	19	374	6	14
	12:45-14:15	88	1	28	109	1	49
	14:15-16:15	66	1	6	191	3	11
	16:15-19:00	99	1	39	242	4	2
MARZO	8:15-12:45	78	1	18	130	2	10
	12:45-14:15	41	0	41	28	0	28
	14:15-16:15	34	0	34	84	1	24
	16:15-19:00	38	0	38	89	1	29
APRILE	8:15-12:45	0	0	0	0	0	0
	12:45-14:15	0	0	0	0	0	0
	14:15-16:15	0	0	0	0	0	0
	16:15-19:00	0	0	0	0	0	0
MAGGIO	8:15-12:45	18	0	18	42	0	42
	12:45-14:15	64	1	4	64	1	4
	14:15-16:15	90	1	30	68	1	8
	16:15-19:00	59	0	59	53	0	53
GIUGNO	8:15-12:45	48	0	48	112	1	52
	12:45-14:15	92	1	32	121	2	1
	14:15-16:15	115	1	55	147	2	27
	16:15-19:00	89	1	29	131	2	11
LUGLIO	8:15-12:45	170	2	50	306	5	6
	12:45-14:15	237	3	57	254	4	14
	14:15-16:15	269	4	29	356	5	56
	16:15-19:00	217	3	37	335	5	35

AGOSTO	8:15-12:45	0	0	0	0	0	0
	12:45-14:15	0	0	0	0	0	0
	14:15-16:15	0	0	0	0	0	0
	16:15-19:00	0	0	0	0	0	0
SETTEMBRE	8:15-12:45	49	0	49	68	1	8
	12:45-14:15	123	2	3	102	1	42
	14:15-16:15	142	2	22	109	1	49
	16:15-19:00	83	1	23	76	1	16
OTTOBRE	8:15-12:45	8	0	8	4	0	4
	12:45-14:15	25	0	25	7	0	7
	14:15-16:15	29	0	29	8	0	8
	16:15-19:00	8	0	8	2	0	2
NOVEMBRE	8:15-12:45	153	2	33	223	3	43
	12:45-14:15	80	1	20	63	1	3
	14:15-16:15	75	1	15	145	2	25
	16:15-19:00	87	1	27	189	3	9
DICEMBRE	8:15-12:45	357	5	57	463	7	43
	12:45-14:15	139	2	19	133	2	13
	14:15-16:15	127	2	7	254	4	14
	16:15-19:00	179	2	59	322	5	22

Tabella 4-4: Tempi di accensione delle PdC – utenti 1, 2 e 3

Proprio dalla Tabella 4-4, si sono individuate le durate massime, per definire gli *Slot F1, F2 e F3*, necessari allo sfasamento dei tempi di accensione dei diversi carichi, per non superare il limite di sovraccarico impostato a 1500 W per ogni utente (già trattato nei paragrafi precedenti).

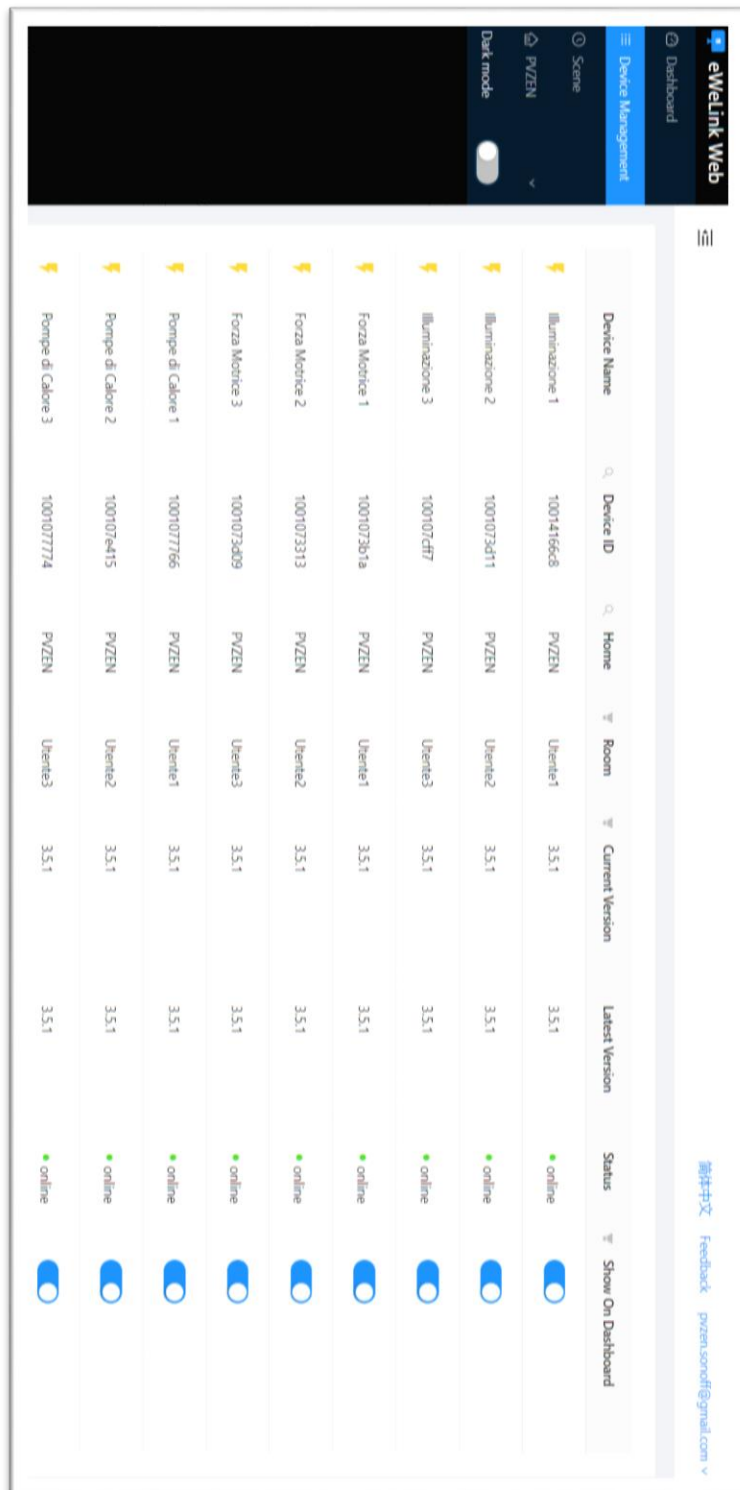
Tuttavia, in fase di configurazione ci si è resi conto di non poter settare i secondi, potendo impostare il minimo valore pari ad un minuto. Quindi si è dovuta adattare la tabella precedente ragionando in termini di energia consumata sull'intera giornata, anziché su fasce orarie di poche ore.

4.5.4. Riepilogo degli scenari previsti

Grazie ai timer (minuti) e slot (F1, F2, F3) di tutti i carichi per ciascun utente (1, 2 e 3), in questo paragrafo si vuole fare chiarezza per riuscire a configurare

rapidamente e con semplicità gli *interruttori Smart Wi-Fi*, prima di connetterli ai carichi resistivi fittizi. Le connessioni al quadro AC, secondo gli schemi di connessione dei carichi (paragrafo 2.7 Quadro AC), da cui verranno alimentati alla tensione di rete 230 V – 50 Hz, è indispensabile per il *pairing* degli *Smart Switch Wi-Fi* (interruttori Smart Wi-fi) al *modem-router Wi-Fi*, presente nei locali sul tetto in prossimità dei quadri e degli inverter. Conseguentemente sarà possibile procedere alla configurazione degli scenari di simulazione sperimentale dei consumi da App mobile o PC, tramite un *Advanced Account* dedicato all'attività PVZEN, con cui si potrà comandare e monitorare lo stato degli interruttori in ogni momento da remoto “con un *click*”.

Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete



The screenshot displays the eWeLink Web interface. At the top, there is a navigation bar with 'Dashboard' and 'Device Management' (selected). Below this is a sidebar with 'Scene', 'PVZEN', and 'Dark mode' (toggle). The main content area features a table with the following columns: Device Name, Device ID, Home, Room, Current Version, Latest Version, Status, and Show On Dashboard. The table lists 12 devices, all with a status of 'online' and a 'Show On Dashboard' toggle that is turned on.

Device Name	Device ID	Home	Room	Current Version	Latest Version	Status	Show On Dashboard
Illuminazione 1	1001416668	PVZEN	Utenza1	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Illuminazione 2	1001073d11	PVZEN	Utenza2	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Illuminazione 3	100107d4f7	PVZEN	Utenza3	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Forza Motrice 1	1001073b1a	PVZEN	Utenza1	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Forza Motrice 2	1001073313	PVZEN	Utenza2	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Forza Motrice 3	1001073d09	PVZEN	Utenza3	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Pompe di Calore 1	1001077766	PVZEN	Utenza1	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Pompe di Calore 2	100107e415	PVZEN	Utenza2	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>
Pompe di Calore 3	1001077774	PVZEN	Utenza3	3.5.1	3.5.1	online	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 4.16: Dashboard finale advanced account eWeLink Web.

Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete



Figura 4.17: Scenari ON/OFF impostati per gli utenti 1, 2 e 3.

Dalla tabella si evince la ripetitività dei timer, per l'impossibilità di impostare i secondi come anticipato nel paragrafo precedente. Questo comporta una distribuzione dei consumi nell'intera giornata, senza seguire i profili medi mensili.

Sistema BACS sperimentale per il controllo dei carichi di una microrete

Nelle figure seguenti si possono apprezzare delle fotografie del lavoro concluso e in funzione.



Figura 4.18: Sistema BACS sperimentale realizzato.



Figura 4.19: Sistema BACS in funzione.

Capitolo 5

5 Analisi della produzione FV e dei consumi nel progetto PVZEN

5.1. Studio del bilancio energetico

Grazie a questo lavoro di tesi, in futuro sarà possibile capire se la microrete è in grado di raggiungere completa autonomia e indipendenza dalla rete durante l'anno. L'aspetto vantaggioso consiste nella tipologia di utenti del settore terziario, il cui fabbisogno energetico è concentrato nelle ore diurne. Ciò massimizza l'incontro tra produzione fotovoltaica e consumi elettrici.

Bisogna ricordare le diverse taglie degli impianti FV e il loro posizionamento, nonché orientamento. L'utente 1 dispone della migliore esposizione a Sud-Est con una taglia installata di 4,32 kW; l'utente 2 gode di 2,16 kW sempre rivolti a Sud-Est, ed infine l'utente 3 è il meno produttivo, essendo orientato a Nord-Ovest con 2,16 kW. Per quanto riguarda i consumi del locale tecnico e della sala di controllo, questi sono stati aggregati per cercare di renderli quantomeno confrontabili alle altre due unità, invece le due aule studio gemelle hanno consumi pressoché identici, con diversa produzione FV. Si tratta di una microrete alquanto variegata e plausibile, costituita da un edificio NZEB a bassi consumi energetici.

Il bilancio di potenza, istante per istante, rispetta la seguente formulazione:

$$P_{rete}(t) = P_{carico}(t) + P_{PV}(t) + P_{batt}(t)$$

- $P_{rete}(t)$ - potenza immessa o prelevata dalla microrete;
- $P_{carico}(t)$ - corrisponde alla potenza richiesta dall'utente;
- $P_{PV}(t)$ - potenza generata dall'impianto FV;
- $P_{batt}(t)$ - potenza immessa o prelevata dalle batterie.

Tutte le potenze devono essere considerate con segno, secondo la convenzione adottata. Per coerenza e semplicità di calcolo, si considerano intervalli di 15 minuti, da cui si svilupperanno i grafici.

I flussi principali per ciascun utente sono riassunti nella Figura 5.1 seguente, secondo la convenzione degli utilizzatori per il carico, invece, quella dei generatori per la microrete, l'impianto FV e le batterie.

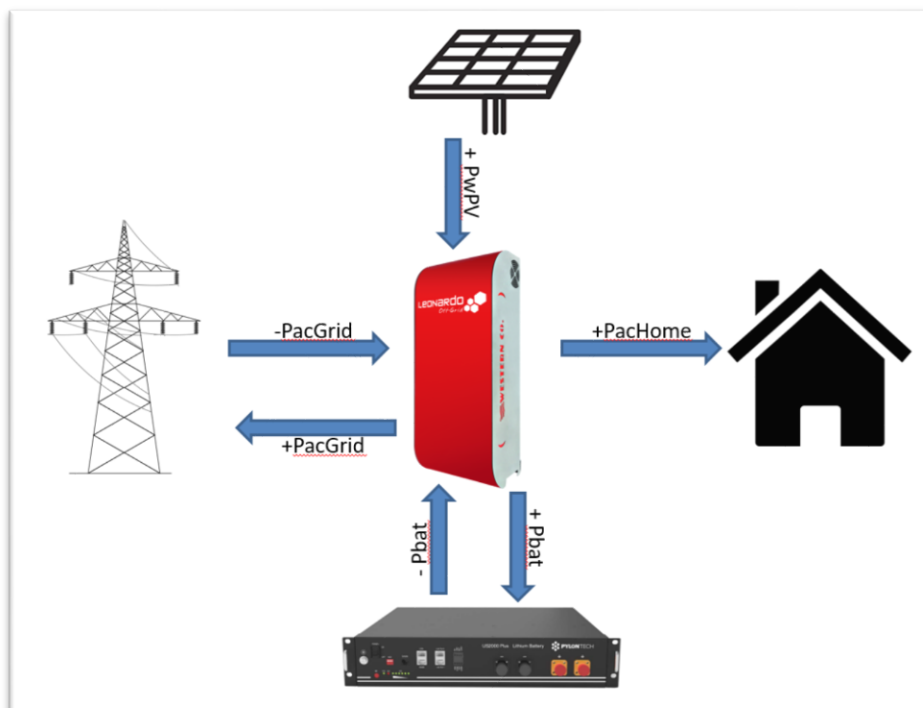


Figura 5.1: Scambi energetici per ciascun utente.

Al termine del lavoro realizzativo dei carichi fittizi, sono state analizzate alcune giornate di marzo 2022, ai fini dello studio del bilancio energetico. Si è cercato di individuare delle giornate soleggiate (10 marzo) e altre nuvolose (16 marzo), così da comprenderne gli scambi, l'autosufficienza e l'autoconsumo. Nelle figure seguenti vengono mostrati gli andamenti delle seguenti grandezze (discretizzate al quarto d'ora, per coerenza con le analisi svolte finora):

- $avgP_{pwm}$ – potenza (DC) prodotta FV WRM;
- $avgP_{bat}$ – potenza (DC) Batteria;
- $avgP_{acGrid}$ - potenza (AC) scambiata nella microrete tra gli utenti 1 e 2 [*slaves*];

- avgPacHome - potenza carichi (AC) (per l'utente 3 [master] include gli scambi nella microrete).

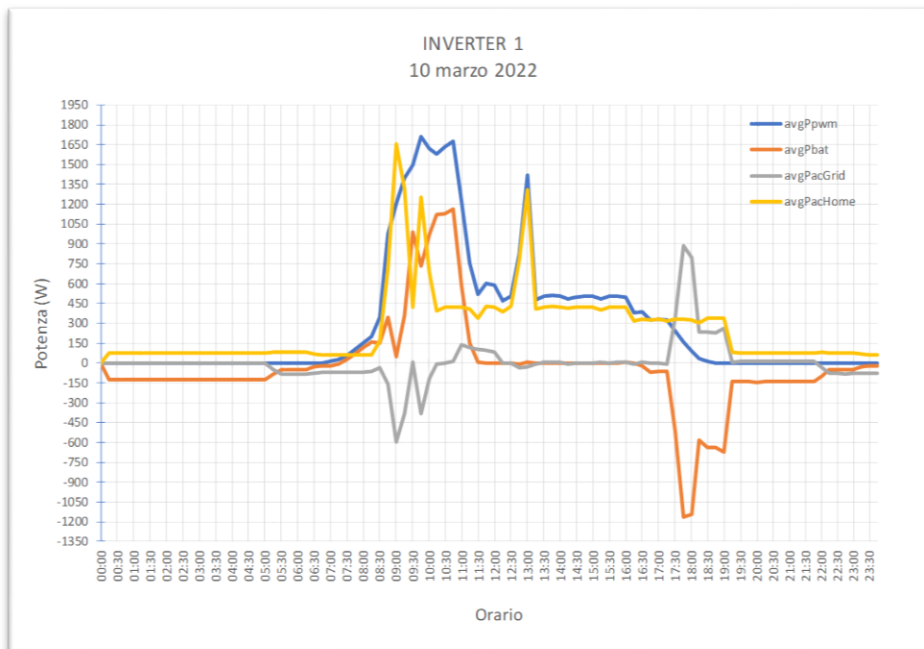


Figura 5.2: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 1.

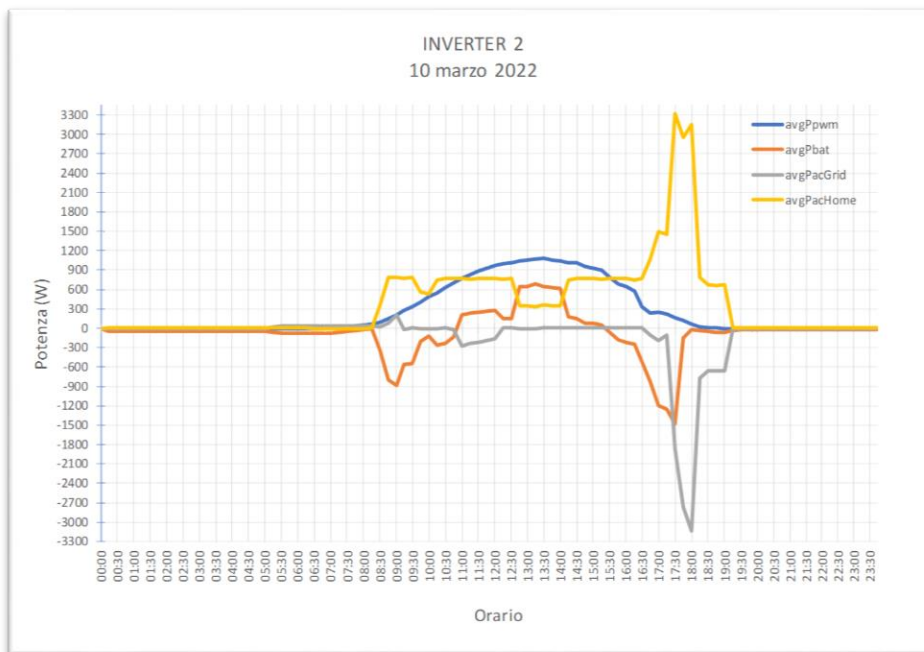


Figura 5.3: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 2.

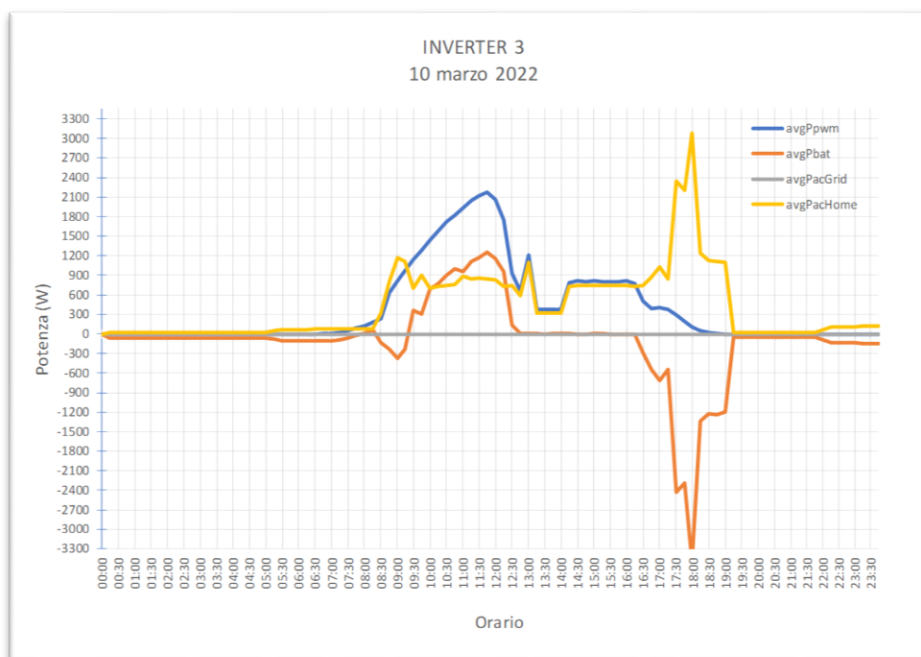


Figura 5.4: Potenze del 10 marzo 2022 - Inverter 3.

È davvero difficile capire gli scambi puntuali tra i tre utenti semplicemente guardando pochi grafici, ma si possono riconoscere alcuni macro-comportamenti. In generale, l'utente 3 è in grado di soddisfare completamente il proprio fabbisogno, diversamente dagli altri 1 e 2, che necessitano di scambio con gli altri utenti. Tuttavia, si verificano scambi intelligenti interni alla microrete per aumentare autosufficienza e autoconsumo complessivi. In certi casi le batterie, grazie all'eccesso produttivo giornaliero, risultano ancora cariche a fine giornata, così da permettere piccoli consumi notturni. Se prendessimo una giornata invernale, la situazione sarebbe leggermente diversa, perché le batterie difficilmente risulterebbero cariche alla sera, a causa della scarsa produzione durante la giornata. Conseguentemente gli scambi interni prediligerebbero la richiesta istantanea dei carichi, anziché ricaricare le batterie. Rispetto alla situazione con tre utenti indipendenti, sicuramente condividere l'energia è un beneficio per tutti, sia per chi gode di un autoconsumo maggiore (utenti 2 e 3) e che non dispone di abbastanza energia, sia e soprattutto per chi può sfruttare un'autosufficienza superiore (utente 1), riuscendo a condividere istantaneamente sul posto l'energia in surplus. In pratica, aumentano le possibilità di far coincidere produzione e richiesta di energia istante per istante, riducendo gli sprechi, per esempio dovuti al trasporto.

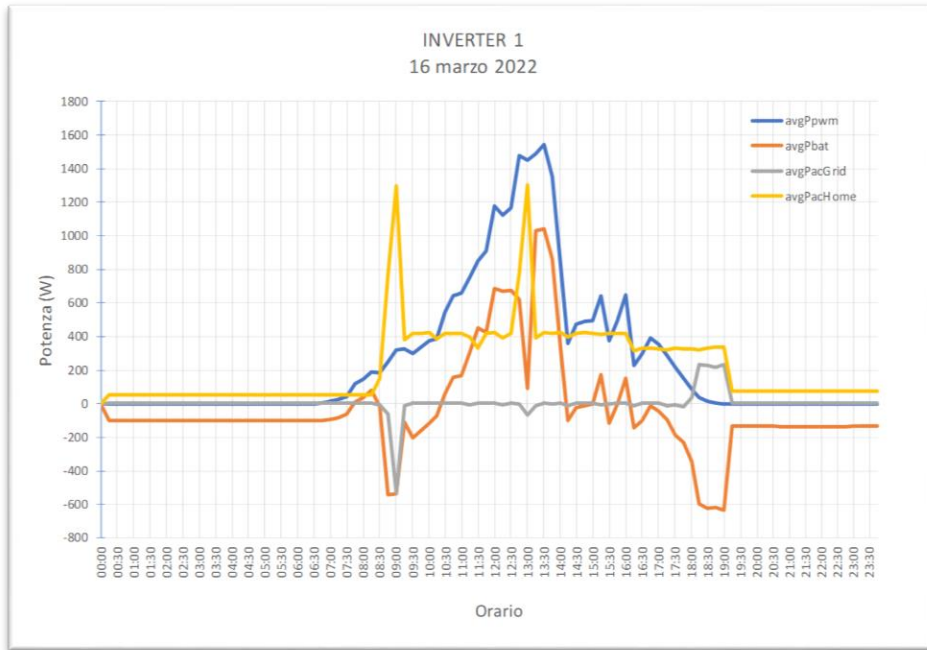


Figura 5.5: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 1.

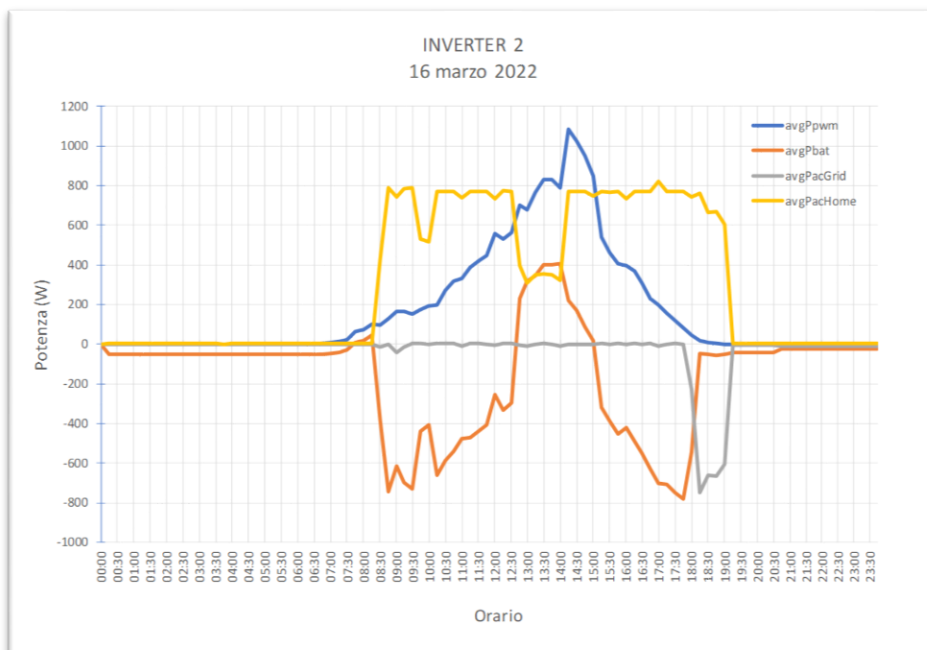


Figura 5.6: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 2.

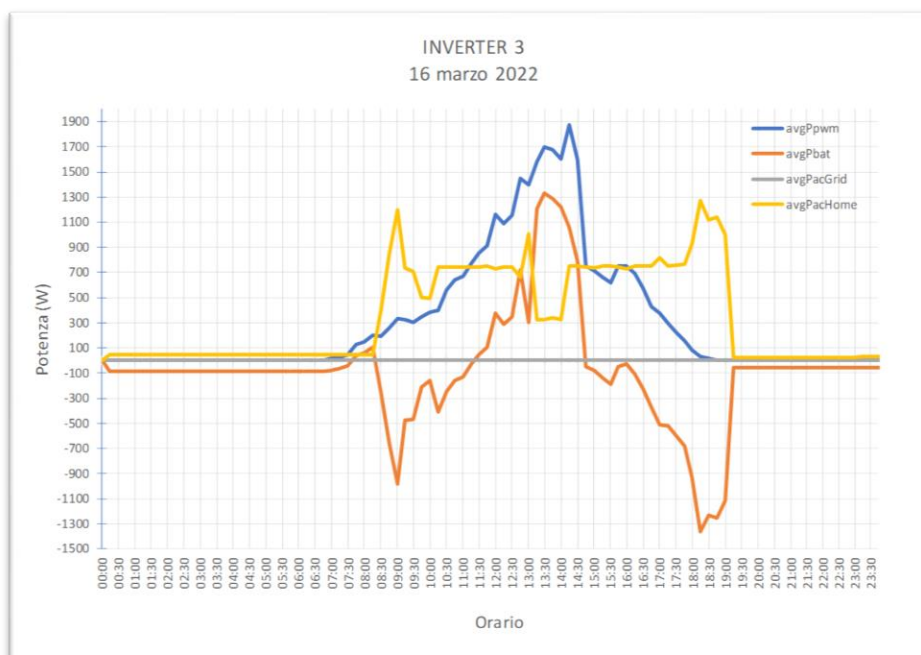


Figura 5.7: Potenze del 16 marzo 2022 - Inverter 3.

Nella giornata del 16 marzo, piuttosto nuvolosa, appare evidente il copioso utilizzo di energia dalle batterie a inizio e fine giornata, pur rimanendo abbastanza cariche da soddisfare il carico di base notturno attorno ai 100 W. Altro aspetto evidente, salvo i picchi legati agli scambi tra gli utenti, risiede nell'andamento pressoché identico degli utenti 2 e 3, riguardo ai consumi dei carichi elettrici fittizi (curva gialla – avgPacHome): si nota un consumo medio prolungato di 700-800 W, legato ai carichi Illuminazione, FM e PdC, con un calo di potenza dalle 12:30 alle 14:00, tipico della pausa pranzo negli edifici adibiti ad uso terziario. L'utente 1, al contrario, ha un andamento costante per tutta la giornata con un consumo di circa 400 W, dovuto anch'esso ai carichi Illuminazione, FM e PdC.

Ovviamente, avgPpwm e avgPbat sono correlati, ovvero, se c'è produzione fotovoltaica, le batterie si caricano a seconda delle richieste del carico; altrimenti, quando cessa la produzione FV e i carichi richiedono energia, esse si scaricano. I valori negativi di avgPbat indicano una cessione di energia, poiché se fossero scariche (aldisotto della soglia di carica) o inutilizzate, il loro valore sui grafici sarebbe nullo.

Per capire gli scambi, bisogna guardare avgPacGrid, che se negativo significa che l'utente sta prelevando energia dalla microrete. Tuttavia, l'inverter 3 essendo il

master, non sembra né ricevere né cedere energia a nessuno. Le quote scambiate di quest'ultimo sono inglobate negli indicatori $avgP_{bat}$ e $avgP_{acHome}$.

Consideriamo l'Inverter 1, intorno alle 9:00, ha un picco nel consumo di 1200 W, che viene soddisfatto in parti uguali: dalla sua batteria con 600 W e dalla microrete con altri 600W, all'incirca. Questi ultimi provenienti dalla microrete, sono da imputare all'inverter 3 che, infatti, grazie alle sue batterie, cede energia all'inverter 1, il quale quindi viene visto come se fosse un carico proprio dell'inverter 3. Questa lettura può essere svolta sapendo i collegamenti effettuati tra gli utenti della microrete. Ciononostante, lo stesso meccanismo di scambio si verifica attorno alle 13:00, in cui subentra anche la produzione FV in tempo reale, complicando i ragionamenti in prima approssimazione. Verso sera, intorno alle 18:00, l'inverter 2 ha esaurito la carica dei suoi accumulatori, quindi riceve circa 600 W e 200 W, rispettivamente dalle batterie dell'inverter 3 e 1, poiché per tutti la produzione FV è appena cessata.

Il mese di marzo non richiede molta energia alle Pompe di calore per il riscaldamento, il che gioca a favore dell'autosufficienza della microrete.

5.2. Autosufficienza e autoconsumo

Dal punto di vista analitico e matematico, autosufficienza e autoconsumo sono degli indicatori energetici definiti dalle seguenti formule:

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

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

- E_{lgc} (*locally generated and consumed energy*) si riferisce all'energia FV prodotta e localmente consumata, oppure all'energia proveniente dalle batterie (Off Grid);
- E_{carico} corrisponde all'energia consumata complessivamente;
- E_{PV} è l'energia complessivamente prodotta dall'impianto FV.

Per individuare la quota E_{lgc} si deve procedere al confronto dei profili di produzione e carico per la risoluzione del bilancio energetico.

Non ha molto senso valutare gli indicatori su intervalli di breve durata giornalieri (transitori), semmai si valutano periodi prolungati di funzionamento (settimane, mesi, stagioni, anni), che quindi dipendono fortemente dal consumo dei carichi.

Secondo le stime riguardanti il caso PVZEN, si apprezza un vistoso miglioramento dell'autosufficienza sia nei mesi invernali, ma soprattutto nei mesi estivi. In estate, le giornate prolungatamente soleggiate portano l'autosufficienza quasi al 100%. Contrariamente, in inverno si registrano i valori più elevati di autoconsumo, grazie proprio agli scambi e al sistema di accumulo e al fatto di essere Off grid. Infatti, proprio in inverno, tutta l'energia FV prodotta confluisce immediatamente ai carichi oppure, nelle giornate particolarmente soleggiate, viene stoccata nelle batterie. Tuttavia difficilmente ci si aspetta energia in esubero; pertanto, a gennaio ci si aspetta il massimo valore medio intorno al 100%.

L'utente 1 gode di una produzione superiore ai consumi, invece le due sale studio sono caratterizzate dalla stessa quantità di energia consumata, sebbene con produzioni FV differenti. L'edificio riesce a produrre più energia di quella consumata; tuttavia, il fenomeno non avviene contemporaneamente. Pertanto, sono necessarie le batterie e gli scambi interni alla minirete.

Utente	E_{carico} [kWh/anno]
(1) Loc.tec. e Sala contr.	1.048
(2) Aula studio 1	2.068
(3) Aula studio 2	2.069
Totale PVZEN	5.185

Tabella 5-1: Consumi annuali stimati per ciascun utente.

Il PVZEN, come detto, è una piccola comunità energetica, una microrete sperimentale, dove avvengono gli scambi e l'accumulo di energia. La taglia delle batterie è pari a 14,4 kWh, che equivale ad una configurazione di compromesso tra costi d'installazione e benefici energetici, traducibili in costi finali. Nel complesso i valori di autosufficienza e autoconsumo subiscono distinzioni ben visibili tra le varie stagioni. Infatti, nel mese di agosto in cui l'edificio è chiuso, gli unici carichi in funzione saranno le sole pompe di calore per il raffrescamento. Tuttavia, il set point del termostato impostato a 35 °C consentirà dei consumi irrisori e permetterà

quindi di avere un'autosufficienza intorno al 100%, a discapito di un autoconsumo davvero basso, per tutti gli utenti.

Per concludere, si riporta una stima dei consumi futuri del BACS configurato (vedere Figura 4.17: Scenari ON/OFF impostati per gli utenti 1, 2 e 3 a pagina 102). Nelle seguenti tabelle viene fatta un'analisi distinta tra le tipologie di carico: i le luci e le prese seguono dei consumi simulati, ossia identici di giorno in giorno, settimana per settimana, proprio per l'impossibilità di prevedere il numero di persone presenti in ogni momento; le pompe di calore seguono dei profili medi mensili, basati sulle stime meteorologiche e sul modello termico degli edifici NZEBs trattati, quindi viene riportato anche il numero di giorni considerati nel calcolo. Tuttavia questi dati, sono solo indicativi per l'eventuale necessità di cambiare gli scenari verso giornate più energivore o viceversa *energy safe*.

Consumo Energetico Giornaliero				
		Teorico (J)	BACS (J)	Confronto
ILLUMINAZIONE	Utente 1	3 098 752	2 905 080	- 6.67%
	Utenti 2 e 3	4 897 178	4 999 440	2.05%
FM	Utente 1	6 254 820	6 263 400	0.14%
	Utenti 2 e 3	19 820 700	19 047 600	- 4.06%

Tabella 5-2: Consumo energetico giornaliero – Utenti 1, 2 e 3.

Per modificare i consumi, dopo qualche giorno di monitoraggio della produzione FV, sarà sufficiente attivare/disattivare gli scenari per ottenere configurazioni diverse. In questo caso l'utente 2 e 3 consumano le stesse quantità di energia ma sono riportati insieme in Tabella 5-2.

Consumo Energetico Mensile – Pompe di calore – Utente 1				
Giorni considerati	Mese	Modello termico (kWh)	BACS (kWh)	Confronto
17	gennaio	132,5	114,6	15,61 %
20	febbraio	100,9	104,8	- 3,72 %
21	marzo	71,2	73,0	- 2,47 %
-	aprile	42,2	0	-
23	maggio	84,0	77,7	8,02 %
20	giugno	82,6	79,0	4,48 %
23	luglio	147,3	146,8	0,32 %
-	agosto	16,5	0	-
20	settembre	97,3	96,2	1,12 %
23	ottobre	66,9	66,8	0,15 %
19	novembre	92,4	95,5	3,23 %
16	dicembre	113,3	107,9	5,04 %

Tabella 5-3: Consumo energetico mensile – PdC utente 1.

Consumo Energetico Mensile – Pompe di calore – Utenti 2 e 3				
Giorni considerati	Mese	Modello termico (kWh)	BACS (kWh)	Confronto
17	gennaio	219,1	220,5	- 0,64 %
20	febbraio	204,2	217,5	- 6,11 %
21	marzo	168,7	169,8	- 0,65 %
-	aprile	107,9	0	-
23	maggio	180,4	177,7	1,49 %
20	giugno	183,7	175,5	4,65 %
23	luglio	286,6	285,7	0,30 %
-	agosto	8	0	-
20	settembre	176,4	154,6	14,12 %
23	ottobre	155,7	153,6	1,34 %
19	novembre	193,4	192,1	0,66 %
16	dicembre	182,4	182,4	0,01 %

Tabella 5-4: Consumo energetico mensile – PdC utenti 2 e 3.

Il valore zero corrisponde al BACS spento, in particolare nei mesi di aprile in cui il riscaldamento e il raffreddamento non sono necessari, a causa del clima temperato e in agosto, periodo di chiusura dell'edificio. Anche nella Tabella 5-4: Consumo energetico mensile – PdC utenti 2 e 3, i valori si riferiscono in maniera identica alle due sale studio, cioè non si tratta di valori aggregati (utenti 2 e 3), tuttavia sono riportati solo i valori della sala studio 1 (Figura 2.17 e Figura 2.18) per effettuare il confronto. Quindi, risulta che il BACS consumi secondo quanto previsto dal modello termico. Inoltre, nella realtà dei fatti, bisogna considerare un numero diverso di giorni rispetto a quelli delle tabelle, ma il tutto è supportato dall'impianto FV e dalle condizioni meteorologiche future, che possono appunto portare a risultati diversi da quelli sopracitati.

Conclusioni

L'Italia si trova in una fase ancora sperimentale nei confronti delle comunità energetiche rinnovabili. Pertanto è necessario condividere le conoscenze che emergono in questo ambito. Le comunità energetiche riflettono in primis sull'ambiente e ulteriormente sull'economia locale, dove la transizione dal basso in modo equo e accessibile a tutti diventa uno strumento imprescindibile per la transizione energetica.

Trattando la microrete PVZEN, è stato analizzato un modulo monocristallino ad alta efficienza di tecnologia All-back contact. I risultati hanno evidenziato una deviazione di -3,7% rispetto ai dati dichiarati dal costruttore, del tutto trascurabile considerando l'incertezza del sistema di misura, ovvero da 370 W a 356 W.

Successivamente per progettare il BACS - sistema sperimentale di controllo automatico dei carichi elettrici all'interno della microrete PVZEN - l'indagine di mercato ha interessato innanzitutto il tipo di dispositivo per emulare i consumi all'interno degli edifici NZEBs, legati all'illuminazione, le prese e la climatizzazione dei locali. Ciò è basato sull'orario di apertura degli edifici (Lun-Ven/8:30-19:00) e dovrà essere monitorabile da smartphone o PC. Inoltre gli apparecchi interruttori di gestione e controllo delle manovre da remoto, rispettano la schematica e le funzionalità esistenti dell'impianto. I requisiti fondamentali nella scelta sono stati l'affidabilità in servizio continuo, e un ammontare dei costi contenuto di poche centinaia di euro. Pertanto i carichi vengono emulati grazie a sei serpentine resistive da 37 ohm e tre da 47 ohm, con i rispettivi assorbimenti di 1430 e 1126 W ciascuna. Esse saranno controllate da nove Interruttori SONOFF Smart WiFi, secondo numerosi scenari personalizzati, configurati dal portale eWeLink web, grazie ad un Advanced Account.

Per i collegamenti al quadro AC, sono stati utilizzati i nove interruttori di manovra e protezione di tutti gli utenti (1, 2 e 3), già presenti. Per le connessioni elettriche sono stati presi tutti gli accorgimenti imposti dalla normativa sugli impianti. Dei nove carichi previsti (di cui *Illuminazione*, *FM* e *Pompe di Calore* per ciascun utente), quelli degli utenti 2 e 3 lavorano identicamente, al contrario l'utente 1 segue dei profili perlopiù costanti durante la giornata e meno energivori durante tutto l'anno.

Il BACS ottenuto risulta flessibile, poiché permette ad ogni utente di modificare arbitrariamente gli scenari richiesti dalla situazione occupazionale degli edifici, in modo smart e intuitivo, sebbene sia stato già impostato per consumare sulla base della destinazione d'uso e del modello termico dell'edificio. Inoltre, il sistema può

essere monitorato in tempo reale da smartphone e PC. Dal confronto energetico giornaliero e mensile, rispetto alle stime, nella configurazione attualmente impostata il sistema emulerà i consumi con un errore in valore assoluto inferiore al 5%, ad eccezione di febbraio e settembre, i quali valori valgono rispettivamente -6% e +14%. Tuttavia la possibilità di modificare arbitrariamente gli scenari, in futuro potrà variare i tempi di accensione e spegnimento dei carichi.

Nell'ultima parte del lavoro viene sviluppata l'analisi dei dati di alcune giornate di marzo, estrapolati dal Data Logger dell'inverter Leonardo Western, per valutare autosufficienza e autoconsumo, grazie proprio alla presenza del BACS, prima inesistente. Infatti per il 10 marzo e il 16 marzo, nonostante siano state giornate non troppo soleggiate, il sistema è risultato autosufficiente. In generale grazie all'accumulo nelle batterie e agli scambi interni alla microrete, e soprattutto al fatto di essere Off grid, sono stati raggiunti livelli di autosufficienza e autoconsumo del 100%.

Riferimenti

- [1] https://www.elettricitafutura.it/News-/News/RED-2-e-Direttiva-Mercato-Italia-stia-al-passo-dellEuropa_3681.html.
- [2] <https://unric.org/it/agenda-2030/>.
- [3] <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green>.
- [4] https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2020/guida_comunita-energetiche.pdf/view.
- [5] <https://www.voltimum.co.uk/articles/power-people-introduction-world-prosumers>.
- [6] <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2021/opuscolo-comunita-energetica.pdf>.
- [7] https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Normative/Consultazione%20GSE_%20VERSIONE%20FINALE.pdf.
- [8] <https://www.green.it/mini-grid-rinnovabili-garantire-laccesso-allenergia-tutti-entro-2030/>.
- [9] F. Spertino, «Dispense "Conversione Fotovoltaica dell'energia",» 2016.
- [10] P. D. Leo, «Lezioni di "Progettazione di Impianti Elettrici"».
- [11] <https://www.rivieraoggi.it/2017/12/27/256226/4-energy-elenca-i-fattori-che-incrementano-la-resa-di-un-fotovoltaico-e-il-risparmio/>.
- [12] SMA - Performance ratio- Fattore di qualità per l'impianto fotovoltaico.
- [13] A. Amato. Comunità energetiche ed edifici a energia quasi zero: un tipico caso studio. Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, 2018/2019..
- [14] G. Malgaroli, «Testing and experimental results on the performance of photovoltaic modules and grid-connected inverters,» *Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare*, vol. Politecnico di Torino, dicembre 2017.
- [15] Griesi, *Tesi di Laurea magistrale, Sistema automatico di misura della caratteristica I-V di generatori fotovoltaici operanti fino a 1500 VDC*, 2018.

- [16] <https://www.mygreenbuildings.org/2012/12/19/domotica-in-casa-e-building-automation-bacs-risparmiare-energia.html>.
- [17] <https://www.ewelink.cc/en/intro/>.
- [18] <https://sonoff.tech/>.
- [19] <https://friendsoftheearth.eu/press-release/energy-atlas-reveals-100-renewable-energy-is-viable-now/>.
- [20] https://www.nextville.it/repository/reteambiente/normativa/27707_comunicazioneue_energia_pulita.pdf.
- [21] <https://fsr.eui.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package/>.
- [22] <https://www.avvenire.it/economicivile/pagine/la-sostenibilit-conveniente-delle-comunit-energetiche>.
- [23] C. N. U. 10339, «“Impianti aeraulici a fini di benessere”,» giugno 1995.