



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea di secondo livello in ingegneria elettrica

A.a. 2024/2025

Sessione di Laurea Luglio 2025

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**Gestione automatizzata dell'antincendio, dello scambio
energetico e programmazione di un sistema di
acquisizione dati industriale per il laboratorio PVZEN**

Relatori:

Prof. Filippo Spertino

Prof. Alessandro Ciocia

Candidato:

Luca Declementi

matricola 325095

Ringraziamenti

Ringrazio il Prof. Filippo Spertino che mi ha accolto per la seconda tesi e il Prof. Alessandro Ciocia per avermi entrambi dato la possibilità di entrare a far parte del PVZEN, portando avanti con loro la sperimentazione sulle energie rinnovabili e sulle comunità energetiche, il tutto supportandomi attraverso le loro conoscenze e i loro consigli.

Ringrazio mia mamma Maria Teresa, che mi ha aiutato in tutti quei giorni passati a studiare facendomi sempre trovare una casa accogliente.

Ringrazio mio fratello Michael che mi ha spinto a non mollare gli studi dopo le superiori, rappresenta per me un modello resiliente nel suo lungo percorso da Medico. Lo ringrazio anche per quei momenti di svago passati in montagna o a qualche concerto, fondamentali per mantenere un contatto saldo con la realtà.

Ringrazio Martina, che tra poco entrerà a far parte ufficialmente della nostra Famiglia, che mi spinge sempre a fare festa come fa lei!

Ringrazio mia sorella Alice e suo marito Calum che dalla lontana terra d'Inghilterra sono stati sempre vicini e pronti ad accogliermi nei miei viaggi verso le campagne inglesi.

Ringrazio Alipo, che in primis mi ha sopportato per tutte queste sessioni d'esame credendo sempre in me e dicendomi: "tranquillo andrà benissimo, tutte le volte ti preoccupi, ma io lo so che tu sei bravo". Assieme a te ho affrontato la prima Laurea e con te continuo tutti i giorni a vivere emozioni, ballate, suonate, tramonti e zot, che mi permettono di vedere il bello dell'universo anche quando tutto il cielo fuori è grigio.

Ringrazio i miei nonni Caterina e Mario che hanno sempre avuto fiducia in me e che mi hanno sempre fatto gustare i prodotti del loro magnifico orto, trasmettendomi l'importanza della nostra terra e di prendercene cura.

Ringrazio gli zii Silvio e Letizia, Lorenzo e Anna e le cuginette Sara e Anita per essere sempre pronti a festeggiare i miei traguardi.

Un ringraziamento in particolare va a mio Papà Franco, anche se non puoi essere qui a festeggiare questo traguardo con me so che saresti stato orgoglioso del tuo Luca. Senza di te tutta la mia mente tecnica non si sarebbe mai potuta sviluppare, sei stato tu quel papà che a 2 anni mi ha regalato il trapano e il cacciavite, e che negli anni mi ha sempre trasmesso e insegnato le lavorazioni del legno, del ferro, la realizzazione degli impianti elettrici e delle automazioni. Qualsiasi altra cosa ci fosse da fare tu la sapevi fare e la facevi con me. Mi hai anche guidato nella musica, la mia valvola di sfogo preferita. Ora che sei lassù continua a guidarmi nelle mie prossime scelte come hai già fatto fin qui. Stai con nonno Duccio e con nonna Maria, con loro era sempre pronto un piatto in tavola al mio ritorno da scuola e ai quali devo l'amore per le vallate e per la nostra musica.

Ringrazio infine tutti i miei compagni ed amici che mi hanno accompagnato lungo questo percorso.

Indice

Introduzione	5
1 La generazione fotovoltaica	6
1.1 L'energia solare	6
1.2 Classificazione dei materiali.....	6
1.3 La cella fotovoltaica	8
1.3.1 La natura della giunzione p-n	9
1.3.2 Effetto fotovoltaico.....	9
1.3.3 Risposta spettrale della radiazione solare.....	12
1.3.4 Circuito equivalente.....	14
1.3.5 Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura	18
1.3.6 Configurazioni serie/parallelo	19
1.4 I moduli fotovoltaici	23
1.4.1 Struttura e composizione di un modulo fotovoltaico	23
1.4.2 Dati di targa di un modulo fotovoltaico e loro misura.	25
1.5 L'impianto fotovoltaico	26
1.5.1 Il modulo fotovoltaico	27
1.5.2 Cavi solari.....	28
1.5.3 Inverter	29
1.5.4 Accumulo elettrochimico	32
1.6 Microreti e isole intenzionali.....	35
1.6.1 Definizioni.....	35
1.6.2 Riferimenti normativi: CEI 0-16, CEI 0-21 e Allegato A.70 ...	35

1.6.3	Il laboratorio PVZEN come microrete	36
1.6.4	PNIEC.....	37
2	Progetto PVZEN	39
2.1	Introduzione.....	39
2.2	Descrizione del laboratorio prima dell'intervento	40
2.2.1	Struttura dell'impianto fotovoltaico	42
2.2.2	Sistemi di accumulo	43
2.2.3	Inverter	44
2.2.4	Quadri AC e DC	46
2.2.5	Carichi	47
2.2.6	Sistema di monitoraggio.....	48
2.3	Schemi elettrici del laboratorio prima dell'intervento.....	50
2.3.1	Alimentazione del quadro AC	50
2.3.2	Distribuzione dell'alimentazione nel sistema	51
2.3.3	Schema DC.....	53
2.3.4	Modalità di funzionamento del sistema.....	54
3	Ampliamento laboratorio PVZEN	55
3.1	Introduzione.....	55
3.2	Integrazione di nuovi dispositivi nel laboratorio	56
3.2.1	Blocco centralizzato	57
3.2.2	Strumenti di misura	59
3.2.3	Configurazione parallelo	61
3.2.4	Altri calcoli e lavori eseguiti	64
3.3	Nuovi componenti lato DC.....	64
3.3.1	Stringhe per il generatore fotovoltaico 2.....	65
3.3.2	Stringhe per generatore fotovoltaico 4 e MPPT	66

3.3.3	Moduli e stringhe per misure.....	67
3.4	Svolgimento dei lavori.....	68
3.4.1	Disalimentazione e dismissione quadro esistente.....	69
3.4.2	Modifiche operative dalla fase progettuale alla realizzazione .	69
3.4.3	Messa in servizio	77
4	Prescrizioni antincendio.....	79
4.1	Introduzione.....	79
4.2	Norme e Prescrizioni per Impianti Fotovoltaici	80
4.2.1	D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151	80
4.2.2	Obblighi per gli impianti contenenti moduli fotovoltaici.....	81
4.2.3	Disposizioni da norma CEI 64/8 [30].....	85
4.3	Interventi Realizzati nel Laboratorio PVZEN	90
4.3.1	La situazione nel Laboratorio PVZEN	90
4.3.2	Sezionamento lato AC	91
4.3.3	Sezionamento lato DC	94
4.3.4	Automazione del sistema antincendio	101
5	Integrazione della Programmazione PLC nel Sistema PVZEN	108
5.1	Introduzione e contesto operativo.....	108
5.2	Architettura del sistema di acquisizione	109
5.3	Comunicazione Modbus TCP/IP e decodifica dei dati.....	111
5.3.1	Il protocollo <i>Modbus TCP/IP</i>	111
5.3.2	Decodifica dei dati degli inverter Leonardo	114
5.3.3	Decodifica dei dati dei dispositivi Asita.....	114
5.3.4	Fattori di conversione e interpretazione dei dati	115
5.4	Ambiente di sviluppo: <i>EcoStruxure Machine Expert</i>	116
5.4.1	Panoramica generale.....	116

5.4.2	Linguaggi disponibili.....	116
5.4.3	Criticità affrontate	117
5.5	La soluzione sviluppata	119
5.5.1	Architettura del sistema di lettura.....	119
5.6	Analisi dei dati acquisiti	124
5.6.1	THD in funzione del tempo	124
5.6.2	THD in funzione del carico	125
5.6.3	Spettro armonico della corrente.....	126
5.6.4	Incoerenze tra valori armonici e letture dirette.....	127
5.7	Considerazioni finali sulla transizione da MATLAB a PLC.....	129
6	Conclusioni.....	130
7	Bibliografia.....	132
8	Allegati.....	137

Introduzione

Negli ultimi anni, il settore energetico sta vivendo una profonda trasformazione, spinto dalla necessità di ridurre le emissioni climalteranti, migliorare l'efficienza energetica e favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili. In questo contesto, la transizione verso un sistema energetico più sostenibile, intelligente e decentralizzato richiede lo sviluppo e la sperimentazione di nuove soluzioni tecniche. I laboratori didattici e di ricerca rivestono un ruolo fondamentale in questo processo, poiché permettono di testare sul campo tecnologie emergenti, approfondire le problematiche connesse alla loro integrazione e formare figure professionali in grado di affrontare le sfide della transizione energetica.

La presente tesi si inserisce nell'ambito delle attività di aggiornamento e potenziamento del laboratorio PVZEN, una microrete sperimentale progettata per lo studio dell'integrazione tra generazione fotovoltaica, sistemi di accumulo, carichi elettrici e logiche di gestione. In particolare, il lavoro ha riguardato diversi ambiti progettuali e operativi: dalla revisione e aggiornamento degli schemi elettrici alla messa in sicurezza dell'impianto secondo la normativa antincendio, passando per l'installazione di nuovi dispositivi di misura, conversione e controllo.

Una parte centrale dell'attività ha riguardato lo sviluppo e l'integrazione di un sistema di programmazione PLC, finalizzato alla gestione automatizzata della raccolta dati energetici tramite protocollo Modbus TCP. Questo nuovo approccio ha permesso di sostituire uno script MATLAB precedentemente utilizzato, migliorando significativamente la stabilità, la replicabilità e la manutenibilità del sistema di monitoraggio. L'utilizzo di linguaggi standard per l'automazione industriale e di strumenti hardware affidabili rappresenta un passo importante verso la scalabilità del laboratorio e la sua applicabilità in contesti reali.

L'obiettivo generale della tesi è stato quello di contribuire all'evoluzione del laboratorio PVZEN rendendolo più sicuro, efficiente e flessibile, in modo da supportare efficacemente sia le attività di ricerca sia quelle didattiche nell'ambito dell'energia sostenibile.

Capitolo 1

1 La generazione fotovoltaica

1.1 L'energia solare

L'energia solare rappresenta oggi una possibilità di produzione con elevati ordini di grandezza superiori al consumo energetico legato alle attività umane. È fortemente distribuita nel mondo, quindi disponibile a tutti, rendendola meno soggetta a problemi di natura geopolitica.

L'aspetto principale della radiazione solare è l'essere costante su base annua con oscillazioni del 3-5%, classificabile quindi come una fonte sicura.

Il fenomeno sfruttato nella conversione fotovoltaica parte da fenomeni fisici che di seguito verranno affrontati. [1]

1.2 Classificazione dei materiali

I materiali si dividono in isolanti, semiconduttori e conduttori in base al loro comportamento nei confronti della conduzione elettrica. Questa proprietà dipende dalla loro struttura elettronica, in particolare dalla banda di valenza, dalla banda di conduzione e dall'*energy gap* (E_g), ovvero la differenza di energia tra queste due bande. [1]

La banda di valenza è quella in cui si trovano gli elettroni coinvolti nel legame chimico, mentre la banda di conduzione è la fascia energetica superiore, dove gli elettroni sono liberi di muoversi e di contribuire alla conduzione elettrica. Un elettrone per poter passare dalla banda di valenza a quella di conduzione, deve acquisire un'energia pari almeno all'*energy gap* del materiale.

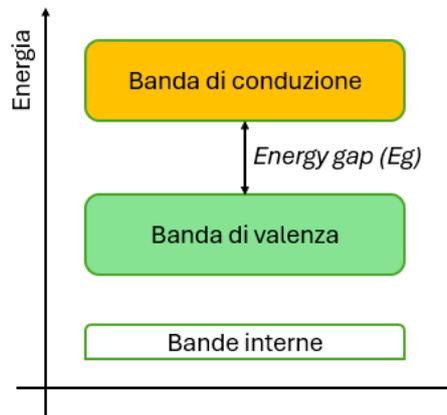


Figura 1-1: bande energetiche di un materiale

Lo spessore dell'*energy gap* quindi permette di classificare i materiali in:

- **conduttori:** in questi materiali, come i metalli, le due bande sono sovrapposte o separate da un salto energetico trascurabile. Questo significa che gli elettroni possono muoversi liberamente tra le due bande avendo salto nullo, garantendo un'elevata conducibilità;
- **semiconduttori:** hanno un *energy gap* intermedio, generalmente tra 0,1 e 3 eV, rendendo possibile il passaggio di elettroni tra i due stati;
- **isolanti:** presentano un *energy gap* molto ampio (superiore a 3 eV), rendendo difficile il passaggio di elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione. Di conseguenza, questi materiali non permettono praticamente il passaggio di corrente.

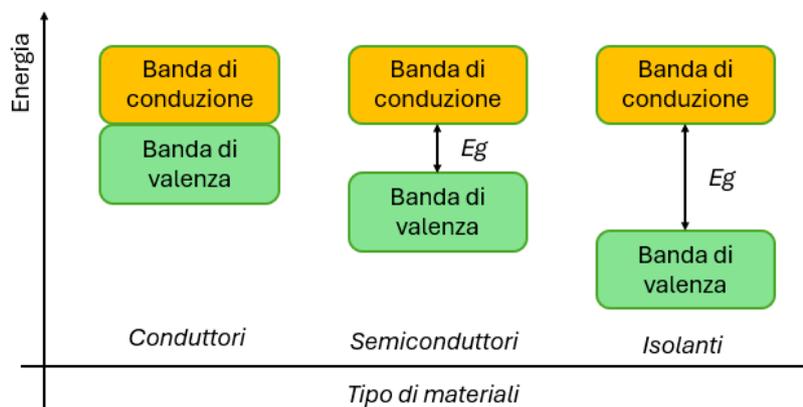


Figura 1-2: distinzione dei materiali in base all'*energy gap*

1.3 La cella fotovoltaica

Tra i materiali precedentemente illustrati, nella cella fotovoltaica vengono utilizzati i semiconduttori. La conversione energetica avviene andando a sfruttare le loro proprietà [1]

Il materiale che viene ampiamente utilizzato è il silicio Si, disponibile in natura sotto forma di silicati, come il quarzo (SiO₂). Attraverso processi industrializzati si ottiene il silicio metallurgico e successivamente il silicio di grado solare, quest'ultimo è utilizzato per la realizzazione delle celle fotovoltaiche. Per poter comprenderne il funzionamento è necessario fornire delle nozioni di fisica quantistica.

Il cristallo di silicio è tetravalente, ossia ciascun atomo dispone di 4 elettroni di valenza, disponibili per il legame chimico con gli atomi circostanti.

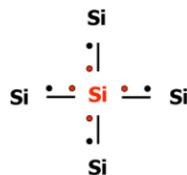


Figura 1-3: Cristallo di Silicio

Un semiconduttore può funzionare da diodo creando una giunzione *P-N* ponendo a contatto due cristalli di natura differente. Un cristallo viene drogato con un eccesso di elettroni (*N-type*) e l'altro con un eccesso di lacune (*P-type*).

L'operazione di drogaggio consiste nell'andare a modificare il reticolo cristallino del componente, inserendo forzatamente delle impurità sotto forma di atomi di altri elementi appartenenti ad un gruppo adiacente nella tavola periodica, aventi un elettrone in più o uno in meno rispetto all'elemento in questione. Nello specifico il silicio viene drogato con atomi di Boro (B), formando il cristallo di tipo P tetravalente che presenta nel reticolo delle lacune, oppure con atomi di Fosforo P, formando quello di tipo N pentavalente che presenta degli elettroni liberi dal legame.

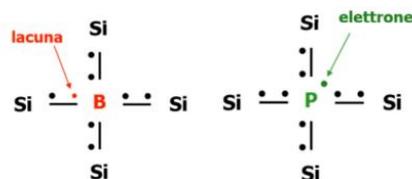


Figura 1-4: tipo P e tipo N del silicio drogato

Un diodo in silicio cristallino è costituito da un substrato drogato con impurità di tipo P, con uno spessore che varia tra 200 e 300 μm , sul quale viene depositato uno strato di tipo N, più sottile (circa 1 μm).

1.3.1 La natura della giunzione p-n

In condizioni di oscurità e circuito aperto, la cella si comporta da raddrizzatore. Sull'area di giunzione, confine tra i due strati, si forma uno spostamento delle cariche, gli elettroni dal cristallo N si diffondono verso il cristallo P producendo la corrente di diffusione I_0 , viceversa per le lacune. Si ha la formazione di due aree con distribuzioni di cariche positive (sulla zona N) e negative (sulla zona P) creando così un campo elettrico. Si crea così un meccanismo di causa-effetto tra la corrente di diffusione e la corrente generata dal campo elettrico I_e , fino a raggiungere una condizione di equilibrio dinamico.

$$I_0 = -I_e \quad (1-1)$$

Dove I_0 è corrente di diffusione e I_e è corrente di campo.

Andando ad applicare esternamente una tensione sulla giunzione è possibile polarizzarla direttamente riducendone la barriera di potenziale e quindi incrementando la corrente di diffusione. Viceversa polarizzandola inversamente si ottiene una diminuzione di tale corrente e un incremento della barriera. Questo comportamento conferma la natura della giunzione che si comporta come diodo.

1.3.2 Effetto fotovoltaico

Lo spessore ridotto dello strato di tipo N consente alla radiazione solare di penetrare fino all'area della giunzione, dove è presente il campo elettrico. Se l'energia della radiazione è sufficiente si ha la promozione degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, con creazione di una lacuna. Il processo di assorbimento crea una coppia elettrone-lacuna. Senza alcuna azione esterna dopo un breve periodo l'elettrone e la lacuna ritornano nella loro posizione originale nella banda di valenza, l'energia in eccesso viene persa sotto forma di energia termica e non è possibile alcuna ulteriore conversione di energia.

In particolare l'energia del fotone deve essere maggiore dell'*energy gap* attraverso la relazione:

$$E_{ph} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_g \quad (1-2)$$

Dove:

- E_{ph} è l'energia del fotone [J];
- h è la costante di Plank ($6,626 \cdot 10^{-34}$) [J*s];
- ν è la frequenza della radiazione [Hz];
- c è la velocità della luce (299792) [km/s];
- λ è la lunghezza della radiazione [μm];
- E_g è l'*energy gap* [J].

In Tabella 1-1 vengono riassunti i valori tipici dell'*energy gap* a seconda del materiale, espressi in eV. Viene fornita anche l'equivalenza in Joule dell'elettronvolt eV (1-3).

Semiconduttore	Energy gap [eV]
Silicio cristallino (c-Si)	1,12
Silicio amorfo (a-Si)	1,75
Germanio (Ge)	0,67
Arseniuro di Gallio (GaAs)	1,42
Fosfuro di Indio (InP)	1,34
Seleniuro Indio Rame (CuInSe)	1,05
Tellururo di Cadmio (CdTe)	1,45
Solfuro di Cadmio (CdS)	2,4

Tabella 1-1: energy gap tipici di alcuni semiconduttori

$$1eV = 1,602176634 * 10^{-19} J \quad (1-3)$$

Se il fotone ha energia sufficiente per raggiungere il campo di giunzione, si crea una corrente analoga a quella di campo, gli elettroni vengono attirati verso la zona N (carica positivamente) e le lacune verso la zona P (carica negativamente). Questo moto di cariche è alla base della corrente fotovoltaica, analogo alla corrente di campo ma con valore maggiore. Si noti il verso della corrente I , che in elettronica risulta essere quello determinato dal moto delle lacune.

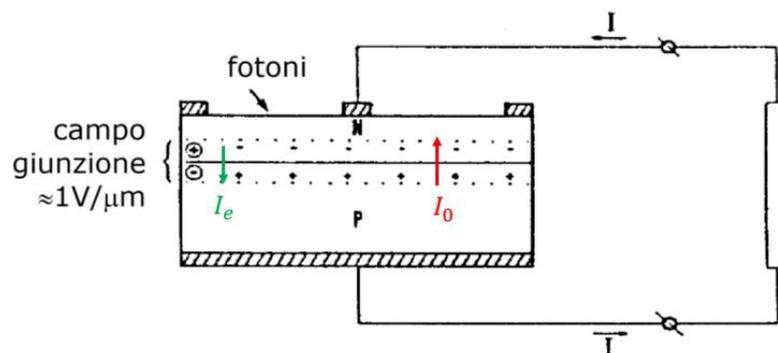


Figura 1-5: struttura di un wafer solare di tipo p

L'efficienza quindi della conversione dipende da diversi fattori:

- l'incompatibilità di parte della radiazione solare dovuta all'energia non idonea dei fotoni;
- riflessione o intercettazione frontale di alcuni fotoni;
- ricombinazione di alcune coppie elettrone-lacuna;
- dispersione di corrente lungo i bordi delle celle e sui bus-bar, i conduttori metallici utilizzati per raccogliere e distribuire la corrente generata all'interno della cella solare.

1.3.3 Risposta spettrale della radiazione solare

1.3.3.1 La radiazione solare

La radiazione solare rappresenta l'energia emessa dal Sole e trasmessa sotto forma di onde elettromagnetiche. [2] La potenza totale ricevuta per unità di superficie da una sorgente radiativa è definita come irradianza G e si misura in watt per metro quadrato (W/m^2). Il Sole può essere approssimato come un corpo nero con una temperatura di circa 5800 K, con un'emissione spettrale che si estende dall'ultravioletto all'infrarosso con un picco nel visibile (lunghezza d'onda $\lambda \approx 0,5 \mu\text{m}$).

Al di fuori dell'atmosfera terrestre (AM 0), lo spettro solare ha una distribuzione spettrale $g_0(\lambda)$ ben definita. Tuttavia, quando la radiazione attraversa l'atmosfera (AM > 0), una parte dell'energia viene dispersa, riflessa o assorbita da componenti atmosferici come nubi, vapore acqueo (H_2O), anidride carbonica (CO_2) e ozono (O_3). L'integrale dello spettro solare rispetto alla lunghezza d'onda, misurato su una superficie perpendicolare al fascio incidente in condizioni AM = 0, è noto come irradianza solare extraterrestre, il cui valore è pari a circa $1367 \text{ W}/\text{m}^2$.

La radiazione che raggiunge direttamente la superficie terrestre senza essere diffusa è chiamata irradianza diretta G_b , dove b sta per *beam*. In condizioni AM 1 (cioè con il Sole allo Zenit, su un cielo limpido a livello del mare), questa assume il valore di $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

Oltre alla componente diretta, una parte della radiazione solare viene diffusa nell'atmosfera e raggiunge la superficie terrestre con diverse angolazioni, costituendo la radiazione diffusa G_d . La proporzione tra componente diretta e diffusa dipende dalle condizioni atmosferiche: in presenza di cielo sereno, la frazione diffusa è circa 20% della radiazione totale, mentre in condizioni nuvolose la radiazione è prevalentemente diffusa.

Un'ulteriore frazione di radiazione, detta albedo (G_a), è dovuta alla riflessione della luce solare dalla superficie terrestre verso un ricevitore inclinato. Il coefficiente di riflessione ρ , che esprime il rapporto tra la radiazione riflessa e quella incidente, dipende dalle caratteristiche del suolo: ad esempio, la neve fresca ha un'elevata riflettanza, mentre il suolo scuro tende ad assorbire più energia.

L'irradianza globale G_g è quindi la somma delle tre componenti sopra citate:

$$G_g = G_b + G_d + G_a \quad (1-4)$$

L'intensità della radiazione solare varia significativamente in base alla posizione geografica, alla stagione e alle condizioni atmosferiche. Per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico, è fondamentale disporre di dati meteorologici affidabili relativi all'area di installazione.

1.3.3.2 Effetto della massa d'aria e spettro solare

L'interazione della radiazione solare con l'atmosfera è descritta dal parametro massa d'aria AM , che rappresenta il percorso ottico relativo del fascio solare rispetto alla condizione con il Sole allo *Zenit*. La definizione generale della massa d'aria è approssimativamente

$$AM = 1 / \cos(\vartheta_z) \quad (1-5)$$

dove ϑ_z è l'angolo zenitale tra il fascio solare e la verticale al suolo.

Per applicazioni spaziali, lo spettro solare extraterrestre ($AM\ 0$) è un riferimento chiave. Sulla superficie terrestre, invece, il valore di riferimento più comune è $AM\ 1,5$, con un'irradianza globale $G_g = 1000\ \text{W/m}^2$. Questo valore standard viene utilizzato per la qualificazione delle celle e dei moduli fotovoltaici.

Lo spettro solare incidente influenza direttamente l'efficienza delle celle fotovoltaiche. La banda spettrale visibile, compresa tra $0,38$ e $0,78\ \mu\text{m}$, rappresenta solo una parte della radiazione disponibile. La sensibilità delle celle dipende dal materiale semiconduttore impiegato: ad esempio, le celle al silicio cristallino rispondono nel range $0,4 - 1,1\ \mu\text{m}$, mentre le tecnologie a film sottile, come il silicio amorfo, hanno una risposta differente.

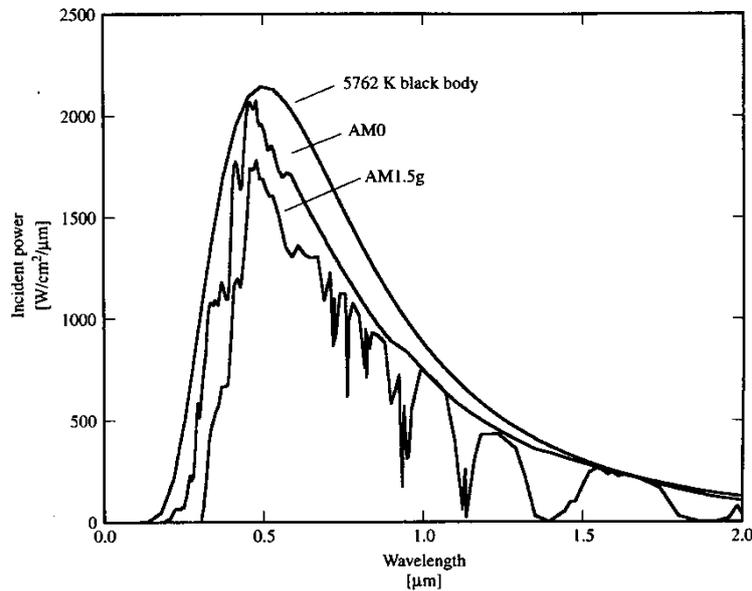


Figura 1-6: distribuzione spettrale della radiazione solare

1.3.4 Circuito equivalente

Per poter spiegare quelli che sono gli effetti dell'irradianza e della temperatura della cella fotovoltaica è utile introdurre un circuito equivalente semplificato formato da un generatore di corrente e un diodo in configurazione antiparallela. Questa configurazione prende il nome di circuito a due parametri, in quanto tiene conto della corrente fotovoltaica I_{ph} e della sua natura di diodo ideale. [1]

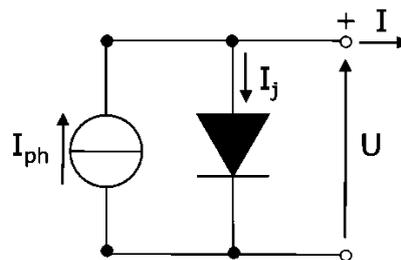


Figura 1-7: circuito equivalente a 2 parametri

Nel circuito sono presenti 2 correnti che vengono riassunte di seguito:

- **la corrente fotovoltaica** I_{ph} dipende direttamente dalla superficie della cella A e dall'irradianza G attraverso un fattore che dipende dal tipo di materiale utilizzato per la realizzazione della cella fotovoltaica K_{mat} ;

$$I_{ph} = K_{mat} * G * A \quad (1-6)$$

- **la corrente di diffusione** I_j , espressa attraverso l'equazione di *Shockley* che rappresenta la corrente che fluisce nel diodo;

$$I_j = I_0 * (e^{\frac{qU}{mkT}} - 1) \quad (1-7)$$

Dove:

- I_0 è la corrente inversa del diodo [A];
- q è la carica dell'elettrone [J];
- U è la tensione ai capi della cella [V];
- m è il fattore di idealità del diodo [/];
- k è la costante di Boltzman ($1,38 * 10^{-23}$) [J/K];
- T è la temperatura di giunzione [K].

Risulta utile passare a un modello a cinque parametri per descrivere meglio i fenomeni dissipativi. Vengono inserite quindi una resistenza di *shunt* R_{sh} collegata in parallelo e una resistenza in serie R_s .

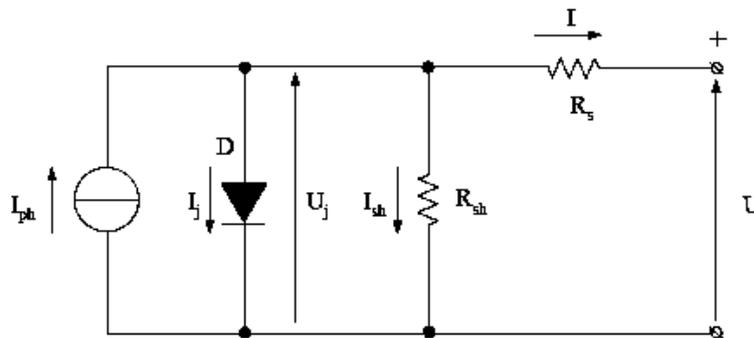


Figura 1-8: circuito equivalente a 5 parametri

La resistenza R_{sh} tiene conto della dispersione di corrente che avviene lungo le quattro superfici laterali della cella, e dipende dall'isolamento di esse. La resistenza R_s , invece, rappresenta la bontà dei collegamenti superficiali della cella (*fingers* e

bus-bar) e dalla loro superficie, che deve essere la più bassa possibile per non oscurare l'area di scambio dei fotoni.

Utilizzando le leggi di *Kirchhoff* è possibile scrivere un bilancio delle correnti e un bilancio delle tensioni del circuito soprastante:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (1-8)$$

$$U = U_j - R_s * I \quad (1-9)$$

Attraverso le equazioni (1-4), (1-5), (1-6), (1-7) è possibile andare a ricavare la curva caratteristica corrente-tensione I-U della cella fotovoltaica imponendo che la temperatura e l'irradianza rimangano costanti. La caratteristica in Figura 1-9 è non lineare e viene definita da diversi parametri:

- I_{mpp} è la corrente nel punto di potenza massima [A];
- U_{mpp} è la tensione nel punto di potenza massima [V];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito [V];
- U_{oc} è la tensione a circuito aperto [V].

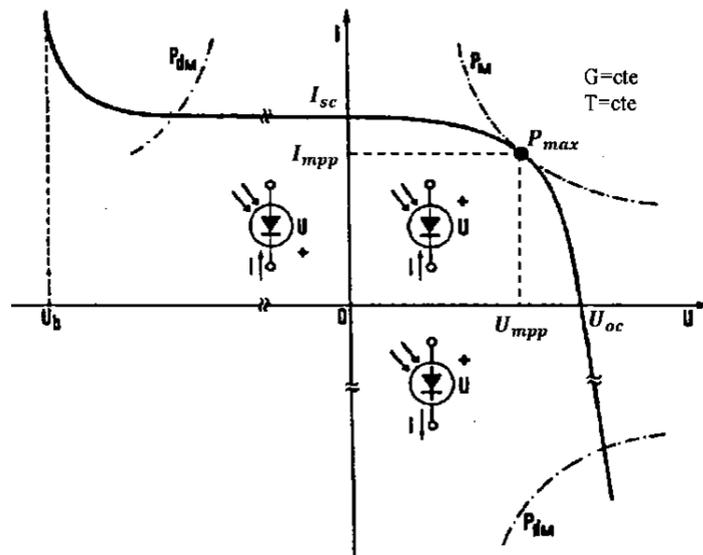


Figura 1-9: caratteristica corrente-tensione (I-U)

Nella Figura 1-9 vengono rappresentati i vari modi di funzionamento della cella fotovoltaica al variare del segno della tensione o della corrente. Nel primo quadrante si ha un comportamento da generatore in quanto tensione e corrente risultano concordi. Nel II e nel IV quadrante si ha il funzionamento da carico in quanto le due grandezze risultano discordi. Vengono anche riportati i limiti di potenza dissipabile dalla cella con le parabole P_{dm} . In caso di superamento di tali limiti si può avvenire una scarica all'interno della giunzione p-n con conseguente perdita di capacità del componente di avere un funzionamento da diodo. Vengono quindi adottate delle soluzioni per evitare che questo accada. Si noti anche che nel punto di massima potenza P_{max} vale l'uguaglianza tra la conduttanza incrementale e quella del carico, in formule:

$$-\frac{dI}{dU} = \frac{I}{U} \quad (1-10)$$

Oltre alla curva tensione corrente, per caratterizzare una cella fotovoltaica viene anche fornita la curva potenza-tensione (P-U), mostrata in Figura 1-10.

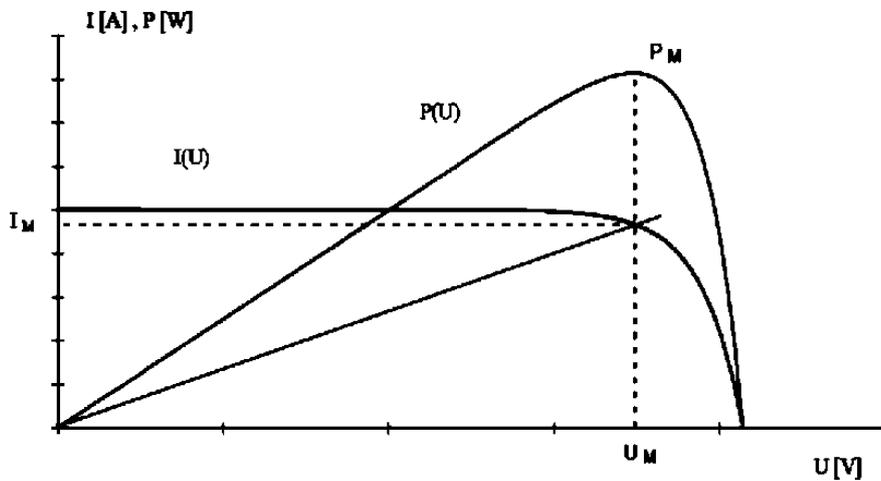


Figura 1-10: caratteristica potenza-tensione (P-U)

1.3.5 Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura

Mantenendo costante la temperatura, ed effettuando delle variazioni dell'irradianza, vengono ricavate diverse curve tensione-corrente della cella fotovoltaica. (Figura 1-11) Si nota una piccola variazione dei parametri U_{oc} e U_{mpp} rispetto ad una elevata modifica dei parametri I_{sc} e I_{mpp} . Si può notare una quasi proporzionalità tra corrente e irradianza G .

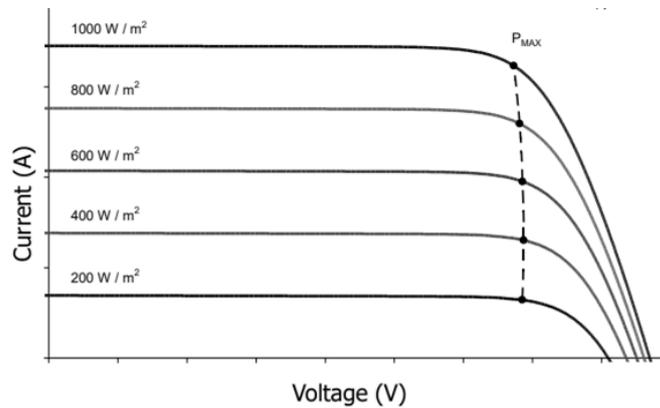


Figura 1-11: caratteristica I-U al variare dell'irradianza G

Viceversa, mantenendo costante l'irradianza, ed effettuando delle variazioni della temperatura, vengono anche in questo caso ricavate diverse curve tensione-corrente della cella fotovoltaica. Si notano lievi incrementi della I_{sc} e decrementi della I_{mpp} . D'altra parte si nota una notevole diminuzione dei parametri U_{oc} e U_{mpp} come si può apprezzare in Figura 1-12.

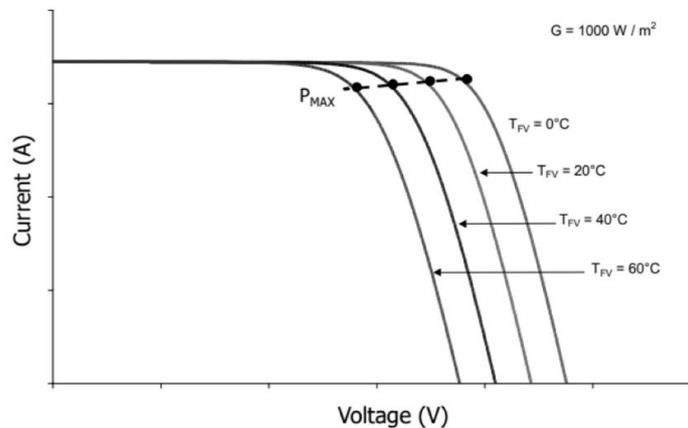


Figura 1-12: caratteristica I-U al variare della temperatura

Queste diminuzioni delle tensioni sono dovute all'aumento della corrente di saturazione I_0 che presenta un incremento esponenziale all'aumentare della temperatura della cella.

A seconda del tipo di materiale utilizzato per la realizzazione della cella si definiscono dei gradienti utilizzati per la determinazione dei parametri della curva $I-U$ al variare delle condizioni ambientali quali irradianza e temperatura. Si crea quindi un approccio analitico semplice che viene utilizzato per la determinazione della producibilità fotovoltaica nell'arco delle ore giornaliere.

Una semplificazione ulteriore consiste nel considerare le variazioni della corrente di corto circuito I_{sc} dipendenti soltanto dall'irradianza G , mentre le variazioni della tensione a circuito aperto U_{oc} dipendano solo dalla temperatura. Per le applicazioni con silicio cristallino si ha quindi una diminuzione globale della potenza massima generabile. Tale variazione presenta un gradiente dell'ordine del $dP_m/dT/P_m \approx -0,5 \text{ \%/}^\circ\text{C}$.

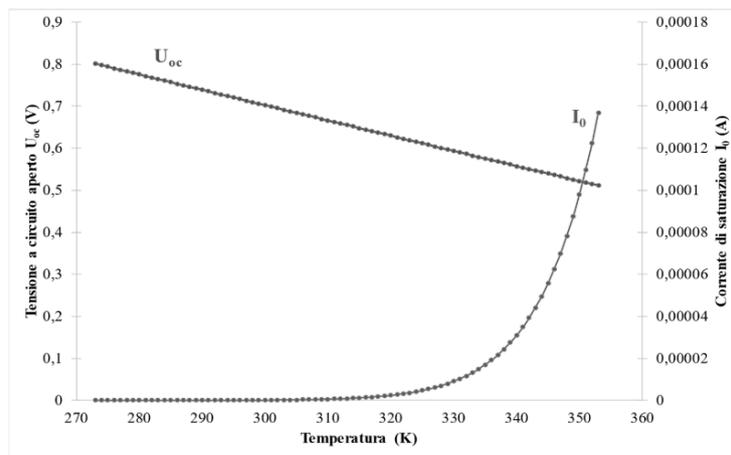


Figura 1-13: andamento U_{oc} e I_0 al variare della temperatura

1.3.6 Configurazioni serie/parallelo

L'esigenza della connessione di più celle assieme nasce dal fatto che, in condizioni di irradianza e carico ottimale, una singola cella non riesca a fornire tensione e corrente adatte per l'alimentazione del carico. Nello specifico si hanno generazioni di tensione con valori $U \approx 0.5-0.6 \text{ V}$ (quasi indipendente dalla superficie irradiata) ed erogazioni di corrente dipendenti dalla superficie con

densità tipiche di $J_{sc} = 25 - 35 \frac{mA}{cm^2}$ ($I_{sc} = 4 - 5,5 A$ per celle con lato di 12,5 cm e $I_{sc} = 6 - 8,5 A$ per quelle aventi lato di 15,6 cm). È necessario quindi collegare più celle in serie o in parallelo per raggiungere i valori corretti per l'alimentazione di un carico.

1.3.6.1 Collegamento in Serie

Il collegamento in serie (N_s numero di celle in serie) è ottenuto collegando la parte frontale di una cella con quella posteriore della successiva. È un collegamento semplice che garantisce un incremento della tensione. La tensione a circuito aperto U_{oc} equivale alla somma delle relative tensioni delle singole celle mentre la corrente di corto circuito equivale alla più bassa corrente presente nella serie. Più celle connesse in serie prendono il nome di stringa fotovoltaica.

$$U_{oc} = \sum_{i=1}^{N_s} U_{oc,i} \tag{1-11}$$

$$I_{sc} \sim (I_{sc,i})_{min} \tag{1-12}$$

Quando si collegano più celle in serie, può verificarsi il fenomeno del *mismatch* a causa di difetti di fabbricazione, imperfezioni o ombreggiamento parziale. In questi casi, le celle non uniformi possono invertire la loro tensione e comportarsi come un carico ($U < 0, I > 0$), assorbendo potenza invece di generarla. Come illustrato in Figura 1-14, la curva caratteristica $I-U$ risultante (c') sarà data dalla somma della curva della cella difettosa (a') e di quella delle altre $N_s - 1$ celle che funzionano correttamente (b). Si nota quindi una elevata riduzione della potenza massima ottenibile.

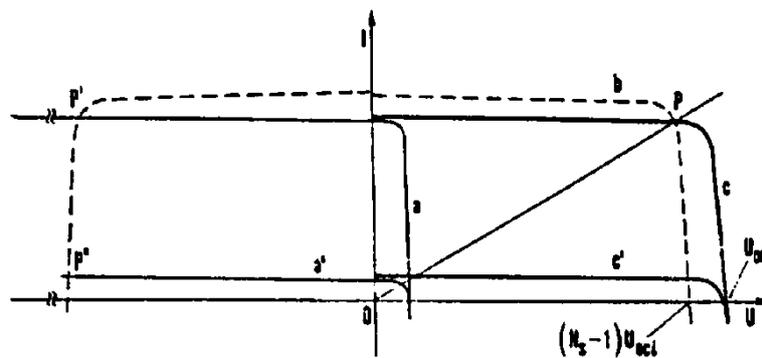


Figura 1-14: caratteristica I-U di celle connesse in serie in caso di mismatch

La condizione più critica in questa configurazione si verifica in caso di cortocircuito ai terminali della stringa. In questa situazione, la cella più debole si trova a sopportare la tensione risultante delle altre celle funzionanti, assorbendo una potenza ben superiore al suo limite termico, con il rischio di formazione di *hotspots* che possono generare dei guasti permanenti nella cella.

Per evitare questo problema, si può inserire un diodo di bypass in antiparallelo D_p alle celle soggette a ombreggiamento, come raffigurato in Figura 1-15. Questo

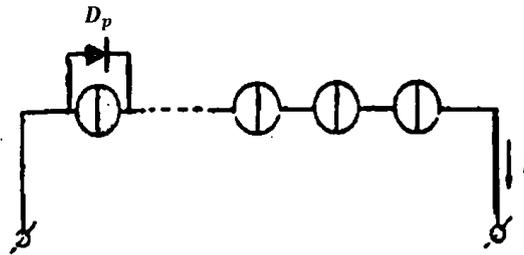


Figura 1-15: collegamento serie con diodo di protezione in antiparallelo

diodo impedisce l'inversione della tensione e mantiene costante la corrente di cortocircuito della stringa. In questo modo, la corrente non risulta più limitata dalla cella con le peggiori prestazioni, ma viene determinata dalle celle con il rendimento migliore. La potenza che viene erogata dalla stringa risulta ridotta solo del contributo della cella che si trova in ombra. La configurazione ottimale si avrebbe con installazione di un diodo per ogni cella, ma con costi troppo elevati, nella pratica il diodo D_p si connette in parallelo a gruppi di celle in serie. Il diodo D_p non assorbe corrente in assenza di *mismatch* in quanto si trova in polarizzazione inversa.

1.3.6.2 Collegamento in Parallelo

Il collegamento in parallelo (N_p numero di celle in parallelo) è ottenuto collegando la parte frontale di una cella con la stessa di quella adiacente, in modo analogo per la parte posteriore. Esso garantisce un incremento della corrente. Infatti la corrente di cortocircuito I_{sc} equivale alla somma delle relative correnti delle singole celle mentre la tensione a circuito aperto U_{oc} equivale alla tensione della cella più debole.

$$I_{sc} = \sum_{i=1}^{N_p} I_{sc,i} \quad (1-13)$$

$$U_{oc} \sim (U_{oc,i})_{min} \quad (1-14)$$

Quando si collegano più celle in parallelo, in modo analogo può verificarsi il fenomeno del *mismatch*. Le celle non uniformi possono invertire la loro corrente e comportarsi come un carico ($U > 0, I < 0$), assorbendo potenza invece di generarla. Come illustrato in Figura 1-16, la curva caratteristica $I-U$ risultante (c) sarà data dalla somma della curva della cella difettosa (a) e di quella delle altre $N_S - 1$ celle che funzionano correttamente (b). Si nota quindi una riduzione della potenza massima ottenibile in quanto la U_{oc} della cella scadente limita la U_{oc} risultante.

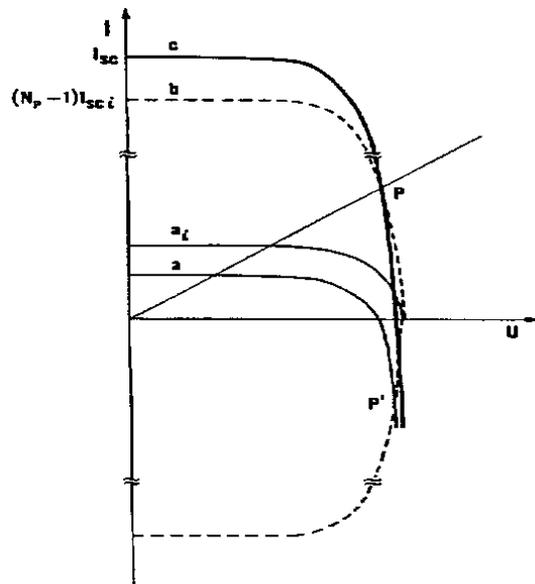


Figura 1-16: caratteristica $I-U$ di celle connesse in serie in caso di *mismatch*

La condizione peggiore per la cella in ombra è il circuito aperto che si verifica in assenza di carico. In questa situazione è costretta ad assorbire la corrente dalle altre celle completamente irraggiate. In questo caso per la cella ombrata non vi sono pericoli di rottura, tuttavia si presentano fenomeni di surriscaldamento della cella che vanno comunque limitati.

Per evitare che la cella oscurata funzioni come un carico con corrente inversa, si potrebbe inserire un diodo di blocco in serie con la singola cella in parallelo. Tuttavia, questa protezione non è praticabile per il parallelo di celle singole, poiché la caduta di tensione ai capi di un diodo è circa uguale alla tensione generata da una

singola cella solare. Per questo motivo, l'uso del diodo D_s viene applicato a stringhe formate da celle in serie, come raffigurato in Figura 1-17. L'unico accorgimento che si ha è che il diodo di blocco in assenza di mismatch consuma una parte di potenza perché presenta una resistenza non trascurabile in polarizzazione diretta.

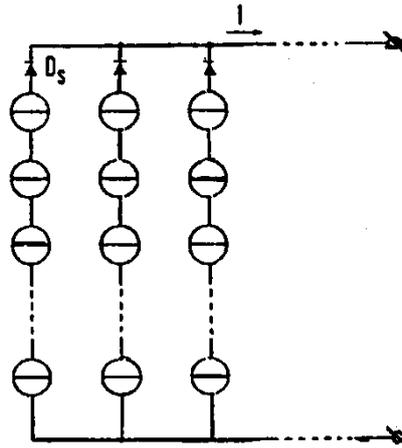


Figura 1-17: collegamento parallelo con diodo di protezione in serie

1.4 I moduli fotovoltaici

Dopo aver analizzato il funzionamento delle celle fotovoltaiche e le varie configurazioni con i relativi aspetti legati ai diodi di blocco, è fondamentale approfondire il livello superiore dell'architettura di un impianto: il modulo fotovoltaico. [1]

1.4.1 Struttura e composizione di un modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è costituito da un insieme di celle collegate elettricamente tra loro e riunite in una struttura costruita per garantire protezione meccanica e resistenza agli agenti atmosferici. I principali componenti di un modulo fotovoltaico sono illustrati in Figura 1-18 e sono, partendo dal basso:

- **la copertura posteriore** viene realizzata utilizzando un foglio plastico (materiale *Tedlar* di colore bianco) oppure in vetro. Protegge la parte posteriore del modulo dall'umidità e dalle infiltrazioni;

- **gli strati di incapsulamento** di solito in EVA (*Etilene Vinil Acetato*), servono a proteggere le celle e a garantire la trasmissione ottimale della luce;
- **le celle fotovoltaiche**, realizzate in materiali differenti, vengono collegate in serie e/o parallelo saldando dei collegamenti a nastro ai *busbar* principali, per ottenere tensioni e correnti adeguate all'applicazione finale;
- **il vetro frontale**: temprato e ad alta trasmittanza, protegge il modulo dagli urti e dagli agenti atmosferici, riducendo al minimo le perdite di trasmissione luminosa. Presenta uno spessore tra 3 e 4 mm;
- **il sigillante** solitamente a base di silicone o polimeri, protegge celle e componenti da umidità e agenti atmosferici. Viene applicato ai bordi e nella scatola di giunzione per garantire resistenza e durata, evitando delaminazione e infiltrazioni che comprometterebbero le prestazioni;
- **la cornice** generalmente in alluminio anodizzato, conferisce solidità strutturale e facilita l'installazione del modulo.

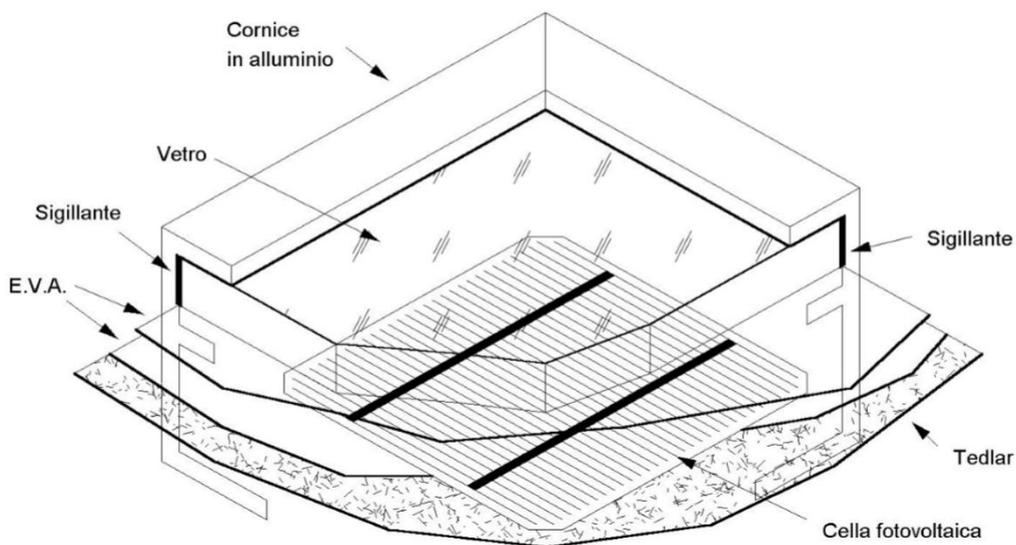


Figura 1-18: struttura di un modulo fotovoltaico, fronte

Nella parte posteriore del modulo si trovano come illustrato in Figura 1-19:

- **la scatola di giunzione** nella quale si trovano i diodi di bypass;

- **i cavi solari** fuoriescono dalle scatole di giunzione garantendo che esse rimangano stagne e resistono alla radiazione solare;
- **i connettori ad innesto rapido** permettono una facile connessione tra i moduli.

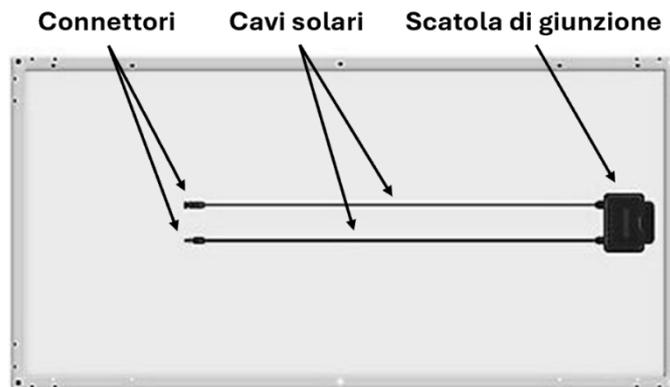


Figura 1-19: struttura di un modulo fotovoltaico, retro

1.4.2 Dati di targa di un modulo fotovoltaico e loro misura

Per poter distinguere le caratteristiche di moduli differenti sono stati definiti i dati che ogni produttore deve riportare nel datasheet del proprio modulo fotovoltaico. [3] La valutazione delle prestazioni fotovoltaiche di una cella o di un modulo si basa sulla loro esposizione a una fonte di luce stabile, sia essa naturale o simulata, a una temperatura nota. Durante il test, si misura la curva caratteristica corrente-tensione ($I-U$) del dispositivo in prova, registrando contemporaneamente l'irraggiamento G e la temperatura del modulo ϑ_{cell} . Vengono anche definite le procedure e strumenti corretti per la misura corretta dei parametri.

Una volta ottenuti i dati sperimentali, le prestazioni misurate possono essere corrette per riportarle alle condizioni di prova standard (STC, *Standard Test Conditions*) o ad altre condizioni secondo la norma IEC 60891. La potenza massima ottenibile (P_{max}) viene indicata riportandola alle condizioni STC è comunemente indicata come potenza nominale del modulo fotovoltaico.

Le Condizioni di Test Standard (STC, *Standard Test Conditions*), corrispondono a :

$$G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2 \quad (1-15)$$

$$\vartheta_{STC} = 25^\circ\text{C} \quad (1-16)$$

Tuttavia, per rappresentare meglio il comportamento reale dei moduli, è stato introdotto un ulteriore parametro: la temperatura operativa nominale della cella (NOCT, *Normal Operating Cell Temperature*). Questa rappresenta la temperatura che la cella fotovoltaica assume in condizioni operative nominali, ritenute più realistiche rispetto alle STC, definite come segue:

$$G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2 \quad (1-17)$$

$$\vartheta_{NOCT} = 20^\circ\text{C} \quad (1-18)$$

La NOCT corrisponde alla temperatura di equilibrio delle celle solari all'interno di un modulo esposto alla radiazione solare in queste condizioni di riferimento. Conoscendola è possibile stimare la temperatura operativa della cella in diverse condizioni ambientali e di irraggiamento mediante la seguente relazione:

$$\vartheta_{cell} = \vartheta_{amb} + \frac{NOCT - \vartheta_{NOCT}}{G_{NOCT}} * G \quad (1-19)$$

Dove G è l'irradianza espressa in W/m^2

Questa formula consente di prevedere il comportamento termico del modulo in condizioni operative reali, fornendo una stima più attendibile delle sue prestazioni e dell'efficienza del sistema fotovoltaico.

1.5 L'impianto fotovoltaico

Per poter produrre energia elettrica dalla fonte solare, non bastano i singoli pannelli fotovoltaici, è necessario un impianto attuo a monitorare, gestire, ottimizzare. Tale impianto è costituito da diversi componenti, verranno esposti singolarmente per indicarne le principali proprietà e caratteristiche.

1.5.1 Il modulo fotovoltaico

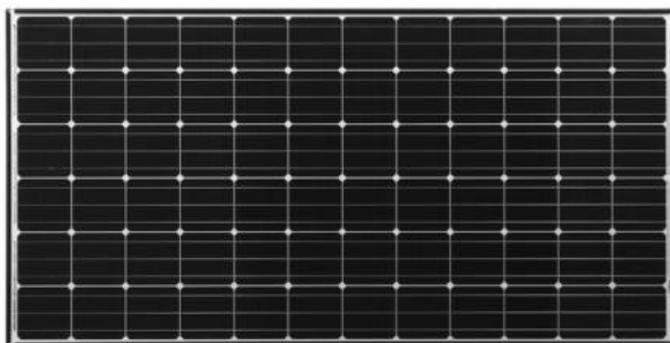


Figura 1-20: modulo fotovoltaico

Come già illustrati nei capitoli precedenti, i moduli fotovoltaici rappresentano l'unità base del sistema. I moduli vengono installati in configurazioni specifiche per ottenere la potenza desiderata, formando stringhe e campi fotovoltaici in base alle necessità progettuali e di spazio disponibile. Vengono quindi fornite le definizioni necessarie per una corretta indicazione delle parti presenti:

- **modulo fotovoltaico:** è il componente elementare dell'impianto già studiato nel capitolo 1.4;
- **stringa fotovoltaica:** è un insieme di moduli collegati elettricamente in serie per aumentare la tensione complessiva. Più stringhe possono essere collegate in parallelo per incrementare la corrente totale generata;
- **campo fotovoltaico:** è un insieme di stringhe collegate tra loro per costituire la parte generatrice dell'impianto. Un campo può essere composto da pochi moduli o da centinaia di essi, a seconda delle dimensioni e della potenza richiesta;
- **parco fotovoltaico:** si riferisce a impianti di grandi dimensioni, generalmente connessi alla rete elettrica media/alta tensione. I parchi fotovoltaici sono composti da numerosi campi fotovoltaici distribuiti su vaste aree.

I moduli fotovoltaici possono essere installati in diverse configurazioni, in base allo spazio disponibile, all'orientamento ottimale e alle esigenze architettoniche:

- **installazione su strutture a terra:** i moduli vengono montati su supporti metallici inclinati, fissati al suolo tramite fondazioni o strutture zavorrate. Questa configurazione è tipica dei parchi fotovoltaici e delle installazioni su superfici libere;
- **installazione su tetto (non integrata):** i moduli vengono posizionati su telai metallici sopra la copertura dell'edificio, lasciando uno spazio tra il tetto e i pannelli per garantire la ventilazione e ridurre il surriscaldamento;
- **installazione integrata:** i moduli vengono incorporati direttamente nella struttura edilizia, sostituendo elementi architettonici come tegole o coperture.

La scelta della configurazione dipende da vari fattori, tra cui la disponibilità di spazio, i vincoli architettonici, il budget e l'efficienza energetica desiderata.

1.5.2 Cavi solari

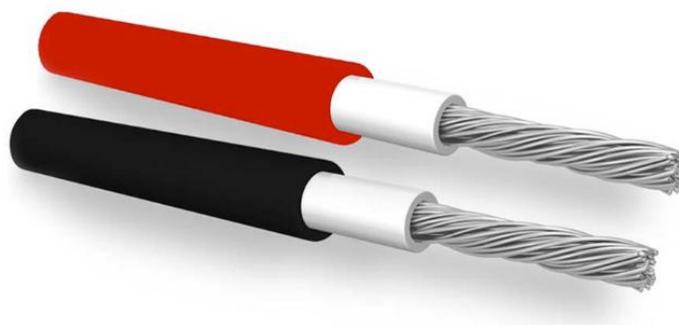


Figura 1-21: cavi solari

I cavi solari consentono il trasporto dell'energia elettrica generata dai moduli fino agli inverter. A differenza dei cavi elettrici tradizionali, i cavi solari devono possedere caratteristiche specifiche per garantire prestazioni elevate e durabilità nel tempo [4].

Una delle proprietà più importanti è la resistenza agli agenti atmosferici. Poiché i cavi sono spesso esposti direttamente alla luce solare e all'acqua, devono essere realizzati con materiali stabili in caso di esposizione prolungata a ultravioletti *UV* e

acqua. Inoltre, devono essere resistenti alle variazioni di temperatura, sopportando escursioni termiche che possono variare da -40°C a $+90^{\circ}\text{C}$ senza compromettere le prestazioni in quanto tali temperature sono dovute alla loro installazione.

Un'altra caratteristica essenziale è la resistenza meccanica e chimica. I cavi solari sono progettati per resistere a condizioni ambientali difficili, inclusi pioggia, neve, umidità e agenti chimici. La guaina esterna è quindi realizzata in materiali che garantiscano un'elevata protezione contro l'abrasione e l'usura. È obbligatoria la marcatura del cavo con la sigla "H1Z2Z2-K".

Dal punto di vista elettrico, i cavi solari devono garantire bassa resistenza ohmica per renderli conformi ai requisiti della EN 60288 per la classe 5, e garantire un isolamento e una guaina reticolati, applicati per estrusione, tali da permettere al cavo di sopportare tensioni fino a 1,5 kV. Sono inoltre progettati per essere ignifughi, a bassa emissione di fumi, privi di alogeni e autoestinguenti, in conformità con le normative di sicurezza EN 61034, EN 60332 ed EN 50525.

1.5.3 Inverter



Figura 1-22: Inverter

Gli inverter fotovoltaici trasformano la corrente continua (DC) generata dai pannelli fotovoltaici in corrente alternata (AC), compatibile con la rete elettrica e le utenze domestiche, rendendone dunque fondamentale la presenza all'interno dell'impianto. Oltre alla conversione, gli inverter svolgono diverse funzioni fondamentali per l'efficienza, la gestione dell'energia e la sicurezza dell'impianto.

Esistono due principali tipologie di inverter:

- **inverter basati su tiristori**, ormai meno utilizzati, poiché necessitano della presenza della tensione di rete per funzionare, quindi non adatti a applicazioni *off-grid*. Presentano un contenuto armonico più elevato, possono essere chiusi solo in ritardo rispetto al segnale di riferimento causando assorbimento di potenza reattiva dalla rete. Non possono essere comandati in apertura, si spengono quindi al naturale raggiungimento dello zero della corrente;
- **inverter basati su transistor**: questi dispositivi presentano delle caratteristiche migliori, consentono il trasferimento di potenza anche in assenza della tensione di rete, riducono il contenuto armonico rispetto a quelli a tiristore, essendo comandabili in chiusura, apertura, in anticipo e in ritardo rispetto a un segnale di riferimento generato da un *clock* interno al convertitore. Per questo motivo hanno avuto un grande sviluppo.

I transistor sono degli interruttori di potenza comandabili in tensione, e possono essere MOSFET o IGBT realizzati con Silicio *Si* oppure con nuove tecnologie diventando dei semiconduttori ad ampio gap di banda, *WBG devices* (Carburo di Silicio *SiC*, Nitruro di Gallio *GaN*) [5].

Gli inverter a transistor possono essere monofase o trifase ed essere dotati di un trasformatore bassa frequenza oppure alta frequenza. L'isolamento galvanico può essere ottenuto solo con un trasformatore bassa frequenza. Tale configurazione risulta più ingombrante e presenta maggiori perdite dovute alla sua presenza.

Il principio di funzionamento dell'inverter avviene con due configurazioni base, la tecnica *buck* e quella *boost*, relativamente abbassatore di tensione oppure innalzatore di tensione. L'accensione e lo spegnimento dei transistor avvengono con diversi tipi di modulazione, quelle più diffuse sono quelle basate sulla PWM (*Pulse Width Modulation*), che consiste nel confrontare una forma d'onda triangolare generata da un *clock* (segnale portante) con un segnale della forma d'onda da realizzare (segnale modulante).

Il confronto avviene regolando l'indice di modulazione m , che è il rapporto tra l'ampiezza della modulante e l'ampiezza della portante, distinguendo così i casi in modulazione lineare, sovr modulazione e onda quadra. Il valore dell'indice di modulazione determina il valore efficace della tensione generata e il contenuto armonico presente in uscita.

Gli inverter destinati agli impianti connessi alla rete, devono integrare specifiche funzionalità per garantire un'interazione sicura ed efficiente con la rete elettrica, tra cui:

- **MPPT** (*Maximum Power Point Tracking*): sistema che ottimizza la produzione dei pannelli solari individuando costantemente il punto di massima potenza in condizioni di irraggiamento e temperatura variabili;
- **elevata efficienza di conversione**, superiore al 97% nei modelli più avanzati con basse perdite a vuoto;
- **controllo della potenza attiva e reattiva**, necessario per garantire stabilità alla rete [6];
- **protezione d'interfaccia**, che assicura la disconnessione dell'impianto in caso di anomalie nella rete elettrica (funzione anti-islanding) [6];
- **basso contenuto armonico** nella corrente in uscita, per ridurre disturbi e perdite di energia [6];
- **accensioni e spegnimenti automatici**, attraverso soglie di irradianza.

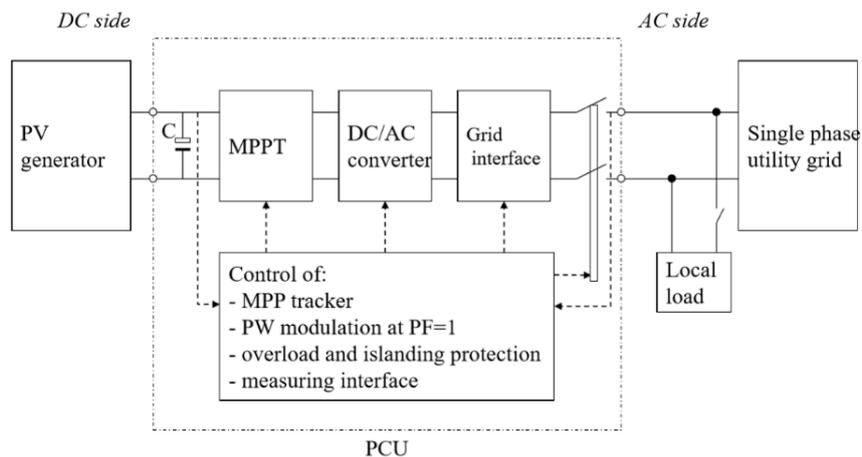


Figura 1-23: schema a blocchi generico per inverter connesso alla rete

L'evoluzione tecnologica ha portato alla diffusione di inverter sempre più intelligenti, dotati di monitoraggio remoto, gestione dinamica dell'energia e

integrazione con sistemi di accumulo, rendendoli un elemento chiave per la transizione energetica verso un modello più sostenibile e decentralizzato.

1.5.4 Accumulo elettrochimico

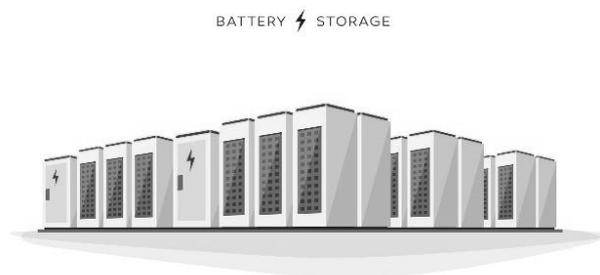


Figura 1-24: sistema di accumulo

L'accumulo elettrochimico [7] è una delle soluzioni più avanzate per la gestione dell'energia, consentendo di immagazzinare l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, come il fotovoltaico, per un utilizzo differito. Questo sistema offre diversi vantaggi, tra cui la possibilità di utilizzare l'energia solare anche di notte, la riduzione della dipendenza dalla rete elettrica e un maggiore sfruttamento dell'energia autoprodotta nei momenti di picco di consumo.

1.5.4.1 Caratteristiche tecniche

Le specifiche tecniche dei sistemi di accumulo variano a seconda della tecnologia utilizzata, ma i principali parametri di riferimento sono:

- **capacità di stoccaggio:** rappresenta la quantità di energia che può essere immagazzinata, misurata in kilowattora (kWh). Può variare da pochi kWh a decine di kWh a seconda della destinazione d'uso (residenziale, commerciale o industriale);
- **potenza di uscita:** indica la quantità di energia che il sistema può erogare in un determinato momento, espressa in kilowatt (kW). Può variare da poche decine di kW a diverse centinaia di kW, influenzando la capacità di alimentare carichi elevati;

- **efficienza:** misura la percentuale di energia immagazzinata che può essere successivamente recuperata, con valori che oscillano tra il 70% e il 95% a seconda della tecnologia adottata;
- **durata e vita utile:** dipendono dalla tipologia di batteria utilizzata e dalle condizioni di utilizzo. In generale, la durata di un sistema di accumulo varia dai 5 ai 15 anni;
- **tecnologia di accumulo:** le soluzioni più comuni includono batterie al piombo-acido, agli ioni di litio, al nichel-cadmio e al nichel-ferro. Tra queste, le batterie agli ioni di litio sono oggi le più diffuse grazie alla loro elevata efficienza e lunga durata;
- **gestione e controllo:** i moderni sistemi di accumulo sono dotati di software avanzati per l'ottimizzazione dell'energia immagazzinata, permettendo di massimizzare l'autoconsumo e monitorare in tempo reale le prestazioni del sistema, con possibilità di manutenzione preventiva.

1.5.4.2 Principi di funzionamento

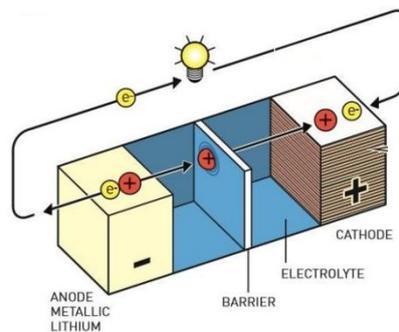


Figura 1-25: schema elementare di una batteria

Le batterie elettrochimiche sono composte da celle elementari collegate tra loro. Ogni cella è costituita da un elettrodo positivo (catodo), un elettrodo negativo (anodo), un elettrolita, sostanza ad alta conducibilità ionica e una membrana permeabile, che impedisce il contatto diretto tra gli elettrodi.

Durante il funzionamento, avviene una reazione di ossidoriduzione: l'anodo si ossida, rilasciando elettroni, mentre il catodo si riduce. Nei sistemi ricaricabili, questa reazione è reversibile.

Tra i parametri fondamentali delle batterie troviamo:

- **tensione nominale** U_{nom} : valore medio della tensione operativa fornito dal produttore;
- **capacità nominale** C_{nom} : quantità di carica disponibile, misurata in ampere-ora (Ah);
- **stato di carica SOC**: percentuale di energia disponibile rispetto alla capacità nominale;
- **c-rate**: rapporto tra la corrente assorbita o erogata e la capacità nominale;
- **efficienza di carica**: rapporto tra l'energia effettivamente prelevata e quella immagazzinata;

1.5.4.3 Normative di riferimento e sicurezza

In Italia, l'integrazione dei sistemi di accumulo negli impianti connessi alla rete è regolamentata dalla Norma CEI 0-21 [8], che stabilisce i requisiti tecnici per la connessione alle reti di distribuzione in bassa tensione. La norma disciplina le procedure di certificazione dei sistemi di accumulo, i requisiti di protezione e interfaccia per garantire la sicurezza della rete e la gestione delle potenze di carica e scarica per evitare squilibri sulla rete elettrica.

Per i sistemi a batteria, inoltre, si applicano normative specifiche come la CEI EN 62619, che definisce i parametri di sicurezza per le tecnologie agli ioni di litio, sempre più diffuse negli impianti fotovoltaici.

1.6 Microreti e isole intenzionali

1.6.1 Definizioni

Il concetto di microrete (o *microgrid*) è sempre più centrale nell'ambito della transizione energetica e dello sviluppo di sistemi elettrici intelligenti. Le microreti rappresentano reti locali che comprendono impianti di generazione (come fotovoltaico, eolico, cogenerazione), sistemi di accumulo e carichi elettrici, il tutto gestito da un sistema di controllo centralizzato. Una caratteristica fondamentale di una microrete è la capacità di operare sia in parallelo con la rete pubblica, sia in modo autonomo, ovvero in modalità di isola (*islanding*), garantendo continuità di alimentazione anche in caso di disservizi sulla rete principale. [6]

Quando la disconnessione dalla rete non è accidentale ma pianificata e controllata, si parla di isola intenzionale. In questo caso, la microrete è progettata per funzionare in autonomia, mantenendo la stabilità di tensione e frequenza, e assicurando la qualità dell'energia per i propri carichi. Questo tipo di funzionamento è particolarmente utile in ambiti critici, come ospedali, basi militari, o laboratori di ricerca avanzata, dove è necessario garantire continuità di servizio.

1.6.2 Riferimenti normativi: CEI 0-16, CEI 0-21 e Allegato A.70

Dal punto di vista normativo, in Italia il funzionamento delle microreti è regolato principalmente da tre documenti chiave:

- **CEI 0-21:** disciplina la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti di bassa tensione. Include prescrizioni per gli impianti di generazione distribuita, come impianti fotovoltaici, e richiede che siano adottati dispositivi di protezione in grado di evitare il funzionamento in isola non intenzionale, attraverso il rilevamento della perdita della rete. Questi dispositivi possono essere basati sul *Voltage Vector Shift (VVS)*, rilevando la variazione dell'angolo di fase della tensione in cicli successivi, oppure sfruttando concetti di selettività logica o rilevazione di variazioni di armoniche di tensione e di corrente, le quali aumentano nella formazione di un'isola perché il sistema elettrico diventa più debole. [8]

- **CEI 0-16:** analogo alla CEI 0-21, ma si applica alle connessioni in media e alta tensione. Anch'essa impone misure contro la formazione di isole non intenzionali, ma ne consente l'esistenza nel caso in cui l'isola sia progettata intenzionalmente e conforme a quanto previsto dal Codice di Rete. [9]
- **Allegato A.70 al Codice di Rete di Terna:** questo allegato contiene le regole tecniche per la connessione dei sistemi di generazione alle reti elettriche di distribuzione e rappresenta il riferimento fondamentale per il coordinamento con i gestori di rete. [10] L'Allegato A.70 stabilisce che il funzionamento in isola intenzionale è ammesso solo a condizione che:
 - vi sia assenza di scambio di energia con la rete durante il funzionamento isolato;
 - il sistema sia in grado di mantenere stabilità dinamica e qualità dell'energia;
 - vi sia una chiara separazione tra modalità connessa in rete e funzionamento in isola;
 - sia presente una logica di controllo centralizzata in grado di gestire il passaggio da una modalità all'altra in modo controllato.

Inoltre, per i sistemi che intendono operare in isola, è richiesta la comunicazione preventiva e il coordinamento con il gestore di rete (DSO), il quale può approvare il funzionamento in deroga alle normali prescrizioni *anti-islanding*.

1.6.3 Il laboratorio PVZEN come microrete

Il laboratorio PVZEN è un esempio perfettamente coerente con la definizione di microrete e con il funzionamento in isola intenzionale previsto dalle normative sopra citate. Il laboratorio è stato progettato con una struttura elettrica autonoma, dotata di:

- impianto fotovoltaico di generazione;
- sistema di accumulo elettrochimico (batterie) dimensionato per sostenere i carichi anche in assenza di generazione istantanea;

-
- convertitori statici in grado di operare in modalità *grid-forming*, ossia capaci di regolare tensione e frequenza in assenza di riferimento esterno;
 - dispositivi di protezione e sezionamento in corrente continua e alternata, conformi alle disposizioni contenute nella Guida VVF 2012 [11] e alle norme CEI 0-21/0-16 (discusso successivamente nel capitolo 4);
 - sistema di supervisione e controllo che regola in tempo reale la generazione, l'accumulo e i carichi, e gestisce il passaggio automatico tra modalità connessa alla rete e isola.

In modalità isolata, PVZEN non scambia energia con la rete pubblica: questa caratteristica è fondamentale per il rispetto dei requisiti previsti dall'Allegato A.70, che vieta ogni scambio energetico durante l'operazione in isola. La microrete è quindi completamente autonoma nella gestione dell'energia elettrica, anche grazie al supporto delle batterie d'accumulo e alla capacità del sistema di generazione di adattarsi dinamicamente ai carichi.

Dal punto di vista sperimentale, il laboratorio rappresenta un caso studio rilevante per lo sviluppo di reti intelligenti decentralizzate, in grado di integrarsi armonicamente nel sistema elettrico nazionale, ma anche di funzionare in autonomia quando necessario.

1.6.4 PNIEC

Negli ultimi anni, l'Italia ha definito attraverso il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) (Figura 1-26) una strategia chiara per trasformare il proprio sistema energetico, in linea con gli obiettivi europei del Green Deal e del pacchetto *Fit for 55*. Al centro di questa visione ci sono tre parole chiave: decarbonizzazione, flessibilità e resilienza. [12] [9]



Figura 1-26: PNIEC 2023

Per quanto riguarda la **decarbonizzazione**, il piano punta a ridurre in modo consistente le emissioni di gas serra, portando entro il 2030 al 65% la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il fotovoltaico e l'eolico avranno un ruolo centrale in questa transizione, accompagnati da una progressiva elettrificazione dei consumi, ad esempio nei trasporti e nel riscaldamento.

Questa trasformazione comporta inevitabilmente la necessità di un sistema elettrico più **flessibile**, capace di gestire la variabilità delle fonti rinnovabili. Il PNIEC promuove quindi lo sviluppo di sistemi di accumulo, microreti, e tecnologie smart per il monitoraggio e la risposta alla domanda. Le comunità energetiche e i prosumer diventano protagonisti attivi di un sistema decentralizzato e dinamico.

Infine, si rafforza l'attenzione verso la **resilienza**, cioè la capacità del sistema di affrontare eventi estremi e criticità, anche legate al clima, come ondate di calore, nevicate e terremoti. In questo scenario, soluzioni locali come le microreti diventano fondamentali. Ne è un esempio il laboratorio PVZEN, in grado di funzionare autonomamente rispetto alla rete nazionale, garantendo continuità e sicurezza anche in condizioni di emergenza.

Capitolo 2

2 Progetto PVZEN

2.1 Introduzione

Il laboratorio PVZEN (*Photovoltaic Zero Energy Network*), è una comunità energetica istituita presso il Politecnico di Torino per scopi di ricerca. L'edificio sul quale risulta installato viene alimentato elettricamente tramite i pannelli fotovoltaici installati sul tetto. L'obiettivo principale di PVZEN è massimizzare l'autonomia dell'edificio dalla rete elettrica nazionale, riducendone al minimo il ricorso, previsto solo in caso di emergenza o insufficienza della produzione locale. [13]

In Figura 2-1 viene riportata la vista aerea dell'area di installazione, con indicazione del laboratorio e delle stringhe fotovoltaiche installate.



Figura 2-1: vista aerea laboratorio PVZEN

Il progetto PVZEN permette di ottenere un "*digital twin*" della comunità energetica, un modello digitale utilizzabile per la simulazione di impianti fotovoltaici con differenti profili di carico e numero di utenti. Per realizzare questo gemello digitale, è necessaria una caratterizzazione metrologica dei componenti del

PVZEN, supportata da un sistema di monitoraggio avanzato che fornisca misure affidabili di grandezze elettriche e ambientali.

La realizzazione di tale opera è promossa dal Politecnico di Torino con la collaborazione dei dipartimenti DENERG, DAD, DET e del servizio EDILOG.

2.2 Descrizione del laboratorio prima dell'intervento

Fino alla fine del 2024, il laboratorio PVZEN è una microrete composta da tre utenti, ciascuno dotato di impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo e convertitori DC/AC. In questa sezione si descrivono le caratteristiche del sistema prima delle modifiche, mantenendo un focus sulla configurazione originaria e sul suo funzionamento.

Il laboratorio PVZEN è basato sulla logica *Hardware-in-the-Loop (HIL)*, un metodo che consente di integrare componenti reali e virtuali all'interno dello stesso modello, permettendo l'interazione tra essi. Questo approccio facilita la simulazione di scenari complessi che sarebbero difficili da riprodurre interamente in forma digitale. Uno schema della struttura del PVZEN viene riportata in Figura 2-2.

L'architettura *HIL* si compone di tre elementi principali: l'emulatore, l'hardware e i componenti virtuali.

L'emulatore svolge un ruolo chiave nel sistema, replicando il comportamento dei componenti virtuali e interfacciando il sistema reale con quello simulato. In questo modo, è possibile valutare con precisione le prestazioni e le interazioni tra le diverse parti della microrete.

L'hardware, nel caso specifico del laboratorio PVZEN, comprende una serie di dispositivi fisici che operano all'interno della microrete, tra cui generatori fotovoltaici, sistemi di accumulo di energia (*BESS*), inverter, quadri di distribuzione e le relative connessioni elettriche necessarie per l'integrazione e la gestione del sistema.

I componenti virtuali rappresentano le utenze simulate, ovvero edifici il cui consumo energetico può essere controllato e modellato in tempo reale. Questa capacità di regolazione consente di testare diversi scenari di utilizzo, permettendo

un'analisi approfondita del comportamento delle comunità energetiche senza la necessità di impiegare carichi fisici reali.

Il sistema include oltretutto un *Data Acquisition System (DAS)* che monitora continuamente variabili elettriche e ambientali, ottimizzando la produzione fotovoltaica e migliorando l'efficienza energetica.

Il funzionamento complessivo della microrete avviene attraverso:

1. **ottimizzazione della produzione fotovoltaica tramite un sistema MPPT** (*Maximum Power Point Tracker*) che regola il funzionamento dei generatori fotovoltaici sulla curva $I-U$ attraverso un convertitore DC-DC;
2. **gestione delle batterie** con cicli di carica e scarica controllati nel rispetto dei vincoli dello State of Charge (SOC), grazie ai sistemi di gestione forniti dai produttori delle batterie al litio.
3. **qualità della potenza**: assicurando una tensione e una frequenza stabili in uscita dai convertitori DC-AC e riducendo le distorsioni armoniche.

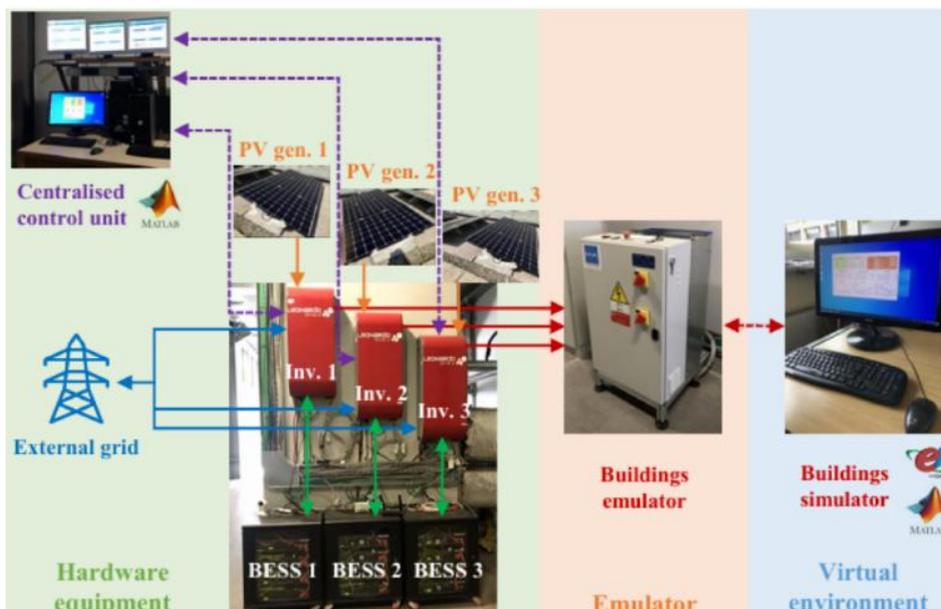


Figura 2-2: struttura del laboratorio PVZEN

2.2.1 Struttura dell'impianto fotovoltaico

Il sistema fotovoltaico del laboratorio PVZEN (Figura 2-4) è composto da tre generatori PV, con una potenza complessiva di 11,1 kWp. I moduli fotovoltaici sono LG NeON®R (modello LG370Q1C-V5) in silicio monocristallino (m-Si) con tecnologia a contatti posteriori, garantendo così l'eliminazione dei *fingers e busbar* sulla parte frontale, massimizzando l'assorbimento della luce e migliorando le prestazioni complessive.

Presentano un'efficienza del 21,4% e una potenza di picco di 370 Wp. Ulteriori specifiche sono disponibili sul datasheet e sul sito del produttore [14]. Tuttavia, gli impianti sono installati in condizioni non ottimali per simulare scenari realistici di edifici residenziali, con le seguenti configurazioni :

- **primo generatore PV:** 12 moduli (4,44 kWp), orientazione -64° (SE) rispetto al sud;
- **secondo generatore PV:** 6 moduli (2,22 kWp), orientazione 116° (NW);
- **terzo generatore PV:** 12 moduli (4,44 kWp), suddivisi in due sottogruppi da 6 moduli, con le stesse orientazioni del primo e del secondo generatore.

Tutti i moduli hanno un'inclinazione di circa 10° . L'irraggiamento quindi risulta inferiore ai 1000 W/m^2 , impedendo il raggiungimento della potenza di picco teorica. Ad esempio, i generatori da 4,44 kWp non superano mai i 3,2 kW.



Figura 2-3: moduli LG NeON®R

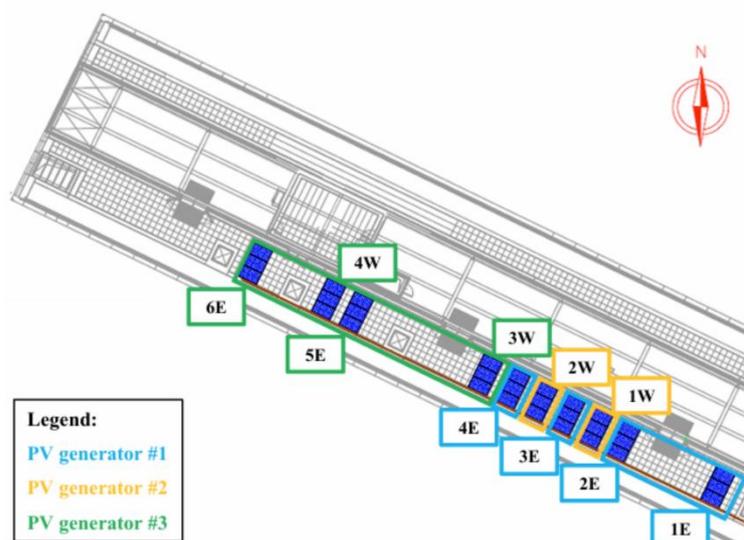


Figura 2-4: impianto PVZEN e ripartizione dei moduli fotovoltaici tra i generatori

2.2.2 Sistemi di accumulo

Ogni utente dispone di quattro batterie al litio con una capacità nominale di 2,4 kWh ciascuna, per un totale di 9,6 kWh per utente e 28,8 kWh complessivi per la microrete. In seguito tali sistemi verranno chiamati BESS, stando ad indicare *Battery Energy Storage System*, ovvero sistema di accumulo di energia a batteria. Le batterie sono moduli installabili in *rack* della PylonTech (modello US2000) e hanno le seguenti caratteristiche principali [15]:

- Tensione nominale: 48 V
- Capacità di carica: 50 Ah
- Corrente max di carica/scarica: 100 A per 1 minuto
- Profondità di scarica (DOD): 90% (SOC minimo del 10%)



Figura 2-5: PylonTech US2000

2.2.3 Inverter

Ogni utente (2.2) è dotato di un convertitore da 5 kVA [16], per un totale di 3 inverter della WESTERN CO. Leonardo Off-Grid 4kW/5000/48 GE Py. capaci di operare sia connessi alla rete sia in modalità off-grid.

Il convertitore può:

- **prelevare** energia dalla rete per caricare le batterie in modalità rettificatore;
- **alimentare** i carichi con energia fotovoltaica o dalle batterie;
- **disconnettersi** dalla rete per operare in modalità isolata.



Figura 2-6: inverter Leonardo Off-Grid

2.2.3.1 Logica di Funzionamento

Il convertitore della Leonardo, nasce con una logica di gestione energetica ben precisa: ottimizzare l'uso delle fonti rinnovabili, garantire il funzionamento off-grid dell'intero sistema e, se necessario, integrare un gruppo elettrogeno per la continuità dell'alimentazione. Viene riportato lo schema semplificato dell'inverter presente nel *datasheet* utile per analizzarne le varie parti in Figura 2-7. Si identificano nello schema diverse sezioni:

- **ingresso AC-IN** pensato per il collegamento a un gruppo elettrogeno con potenza almeno pari a quella dell'inverter;

- **uscita AC-OUT** dedicata alle utenze domestiche, sempre alimentate anche in assenza del generatore;
- **energy manager integrato** controlla e ottimizza il sistema, fornendo una panoramica immediata del suo stato;
- **WRD Leonardo Datalogger** monitora flussi di potenza e registra dati storici su produzione, accumulo e consumo energetico.

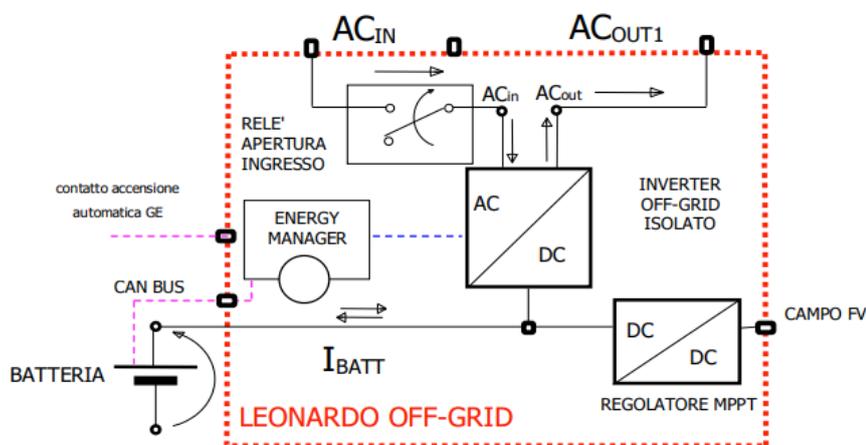


Figura 2-7: schema di funzionamento del WESTERN CO. Leonardo Off-Grid

2.2.3.2 Applicazione nel laboratorio PVZEN

Nel laboratorio PVZEN, il Leonardo Off-Grid viene utilizzato per simulare il funzionamento di una comunità energetica e la gestione in isola. In questa configurazione al posto del gruppo elettrogeno, il sistema utilizza la rete elettrica come fonte di backup. Si studia il comportamento del sistema in un contesto di autoconsumo e condivisione dell'energia, testando l'integrazione con batterie e fonti rinnovabili per verificare le logiche di gestione energetica. Questa configurazione permette di riprodurre scenari reali e ottimizzare le strategie per comunità energetiche e sistemi off-grid.

2.2.4 Quadri AC e DC

2.2.4.1 Quadro AC

Il laboratorio PVZEN è dotato di un quadro AC e di un quadro DC, ciascuno con una serie di dispositivi per la gestione e la protezione dell'impianto.

Il quadro AC, raffigurato in Figura 2-8, è suddiviso tra interruttori principali e utenze. All'interno di un armadio di dimensioni 1600 x 800 x 400 mm, si trovano un interruttore trifase magnetotermico di arrivo dalla rete, tre interruttori magnetotermici differenziali per l'alimentazione dei 3 inverter.

Sono presenti tre blocchi di interruttori dedicati alle utenze, di cui un interruttore magnetotermico differenziale per l'ingresso AC-IN, un interruttore magnetotermico a valle dell'inverter (AC-OUT) e quattro interruttori magnetotermici differenziali per la protezione dei carichi.

Tra gli altri componenti sono presenti alcuni contattori AC, pulsanti e portafusibili, una derivazione per alimentazione di servizi ausiliari e un PLC che risultano attualmente in disuso.

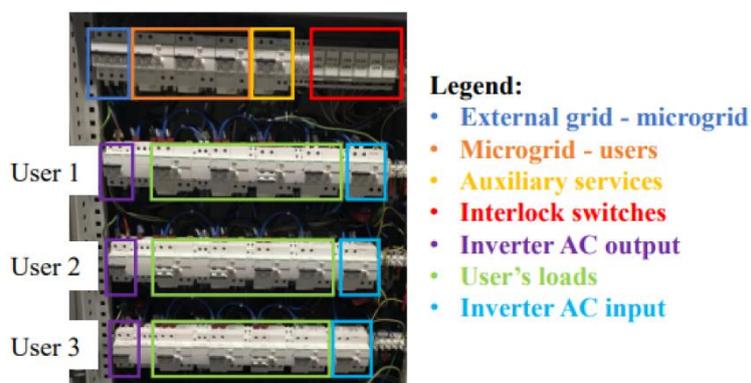


Figura 2-8: quadro AC

2.2.4.2 Quadro DC

Il quadro DC è composto da 20 cavi di ingresso, derivanti dalle 10 stringhe fotovoltaiche (due cavi per stringa, positivo e negativo). Ogni cavo è protetto da un fusibile, per un totale di 20 fusibili, garantendo la protezione contro sovracorrenti.

Il quadro è inoltre dotato di dispositivi di misura per il monitoraggio di corrente e tensione, consentendo un controllo accurato delle prestazioni del sistema.



Figura 2-9: quadro DC

2.2.5 Carichi

Nel laboratorio PVZEN, i carichi sono virtuali, ovvero simulati, permettendo di analizzare il comportamento della microrete in diverse condizioni di carico e valutarne le prestazioni. Le simulazioni si basano su profili di consumo residenziale e commerciale.

L'emulatore di carico (Figura 2-10), progettato specificamente per il progetto PVZEN, riproduce il comportamento dei carichi in termini di consumo energetico. L'emulatore assorbe la potenza elettrica risultante dalle simulazioni in tempo reale ed è composto da tre coppie di resistenze avvolte attorno a un pannello elettrico. Ogni coppia di resistenze è alimentata dall'uscita AC di un inverter attraverso una delle quattro linee dedicate ai carichi del quadro elettrico AC.

La regolazione della potenza dissipata avviene tramite un regolatore di potenza monofase, che opera attraverso una comunicazione seriale *ModBus RTU*, consentendo il controllo di grandezze elettriche come corrente, tensione e potenza, oltre allo stato generale del dispositivo. Le resistenze sono inoltre inserite all'interno di una colonna metallica, dotata alla base di quattro ventole per facilitare la dissipazione del calore.

Per questo studio, la possibilità di modulare i carichi simulati attraverso resistenze controllabili consente di adattare le simulazioni alle esigenze specifiche permettendo di valutare il comportamento della microrete in scenari realistici.



Figura 2-10: emulatore di carico

2.2.6 Sistema di monitoraggio

Per monitorare accuratamente il comportamento dell'impianto fotovoltaico, è stato sviluppato un sistema di acquisizione dati distribuito lungo tutto l'impianto, in grado di misurare sia le grandezze ambientali che quelle elettriche.

Le misure elettriche includono le tensioni e correnti in corrente continua all'uscita delle stringhe fotovoltaiche e dei sistemi di accumulo, nonché le tensioni e correnti in corrente alternata sui carichi e sugli ingressi degli inverter. Le tensioni vengono rilevate direttamente tramite un multimetro commerciale ad alta accuratezza, mentre le correnti sono misurate tramite sensori *through-hole* per la corrente continua e pinze amperometriche per la corrente alternata, con i segnali convertiti e acquisiti tramite schede multicanale. [17]

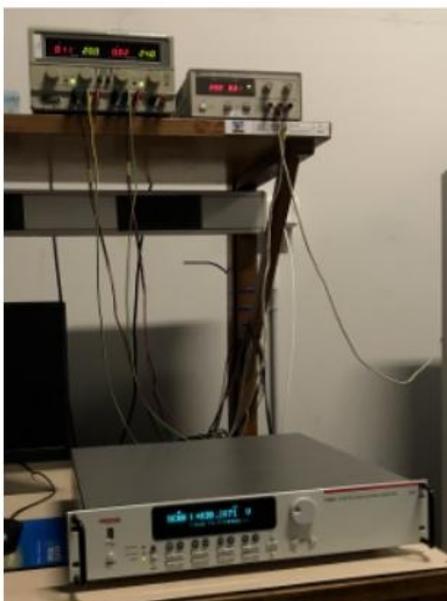


Figura 2-11: multimetro con scheda multicanale

Per quanto riguarda le grandezze ambientali, vengono monitorati temperatura, umidità, pressione atmosferica, velocità e direzione del vento, irradianza solare su diversi piani e presenza di precipitazioni. Inoltre, le temperature di tre moduli fotovoltaici rappresentativi e la temperatura alla quale si trovano gli inverter vengono misurate tramite termoresistori. [17]



Figura 2-12: stazione meteo

L'intero sistema è stato progettato per garantire riferibilità metrologica, con componenti certificati o preventivamente caratterizzati presso il laboratorio di taratura del Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni (DET). Ogni misura è accompagnata da una valutazione dell'incertezza, espressa con un intervallo di fiducia del 95%. Inoltre, il sistema è predisposto per verifiche periodiche di taratura e regolazioni, assicurando un monitoraggio affidabile e una corretta gestione metrologica.

2.3 Schemi elettrici del laboratorio prima dell'intervento

In questa sezione verranno illustrati degli schemi semplificati del funzionamento dell'impianto PVZEN, utili a comprenderne il funzionamento pre-intervento. Questi schemi forniranno una visione chiara e immediata della configurazione attuale, evidenziando i flussi energetici, i principali componenti coinvolti e le dinamiche operative del sistema prima delle modifiche.

2.3.1 Alimentazione del quadro AC

Il quadro AC riceve alimentazione da un quadro di zona situato al quarto piano dell'edificio (Figura 2-13). La linea di alimentazione è protetta da un interruttore magnetotermico differenziale 3P+N da 32 A, con un potere di interruzione di 10 kA e una corrente differenziale di 300 mA.

Da questo interruttore parte un cavo tripolare in EPR (3F+N) con una sezione di 6 mm², che arriva fino all'interruttore generale (*Ig*) del quadro del laboratorio. Tuttavia, da questo punto vengono utilizzate solo due fasi e il neutro per l'alimentazione del sistema.



Figura 2-13: quadro alimentazione PVZEN

2.3.2 Distribuzione dell'alimentazione nel sistema

Dall'interruttore generale, si diramano tre linee principali, ciascuna dedicata all'alimentazione di un inverter bidirezionale *Leonardo Off-Grid* (2.2.3). Ogni inverter, oltre a ricevere l'alimentazione dal quadro, restituisce una seconda linea che torna al quadro stesso per alimentare le rispettive utenze.

Dal quadro elettrico parte un'ulteriore derivazione destinata agli ausiliari e al PLC. Questa linea è protetta da un gruppo di continuità (*UPS*), che assicura il funzionamento ininterrotto dei dispositivi di controllo e degli ausiliari anche in caso di interruzioni dell'alimentazione principale.

Per una rappresentazione chiara della struttura del collegamento, è utile utilizzare uno schema a blocchi che includa i dispositivi descritti. Non vengono

inserirle frecce relative ai flussi di potenza, poiché la loro variabilità nel tempo rende non unica la loro direzionalità.

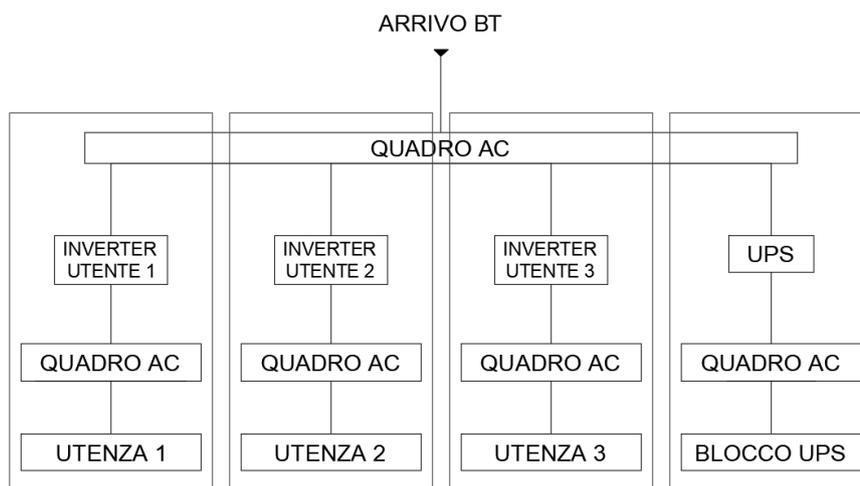


Figura 2-14: schema a blocchi dell'impianto di laboratorio pre intervento

Ogni utenza alimenta a sua volta quattro carichi: forza motrice, pompa di calore, illuminazione e un'uscita dedicata a future predisposizioni.

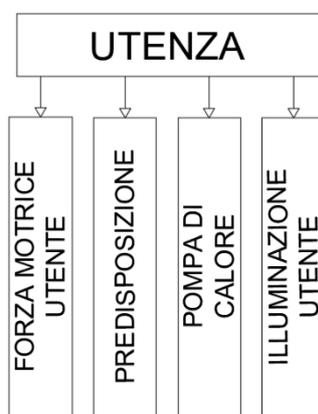


Figura 2-15: schema a blocchi dei carichi alimentati da ogni utenza

L'UPS è installato all'esterno del quadro ed è un Legrand SP800 di dimensioni compatte.



Figura 2-16: UPS

Questo dispositivo garantisce l'alimentazione continua al PLC e ai servizi ausiliari. Maggiori dettagli sull'UPS sono disponibili nella relativa scheda tecnica [18].

Tutte le specifiche riguardanti i cablaggi e i relativi interruttori possono essere consultati nella tavola 1 allegata.

2.3.3 Schema DC

Questa sezione riguarda la parte in corrente continua (DC) dell'impianto, che comprende i moduli fotovoltaici e il loro collegamento agli inverter, oltre ai sistemi di accumulo (BESS) ad essi associati.

L'impianto fotovoltaico PVZEN è costituito da 10 stringhe da 3 moduli ciascuna, configurate come segue:

- 4 stringhe collegate al primo inverter;
- 2 stringhe collegate al secondo inverter;
- 4 stringhe collegate al terzo inverter.

Ciascuna coppia di cavi stringa (positivo e negativo) è instradata verso l'interno del laboratorio tramite una canalina esterna, quindi convogliata nel quadro DC. All'interno del quadro sono installati fusibili adeguati per la protezione contro guasti e sovraccarichi. Da qui, i collegamenti proseguono verso i rispettivi inverter.

Ogni inverter è predisposto per la connessione in DC al proprio rack batterie, installato immediatamente al di sotto dell'inverter stesso. La comunicazione tra inverter e BESS (*Battery Energy Storage System*) avviene tramite un collegamento in DC

Lo schema elettrico dettagliato è riportato nella tavola 5 allegata.

2.3.4 Modalità di funzionamento del sistema

L'impianto può operare in tre modalità principali: funzionamento in isola, funzionamento connesso alla rete e funzionamento in modalità micro-rete (*micro-grid*).

1. **Funzionamento in isola:** ogni utenza opera in modo indipendente, senza alcun collegamento alla rete elettrica o alle altre utenze. L'energia necessaria per alimentare i carichi proviene esclusivamente dagli inverter, che attingono potenza dal sistema fotovoltaico o dal sistema di accumulo.
2. **Funzionamento connesso alla rete:** le utenze rimangono indipendenti l'una dall'altra, ma possono interagire con la rete elettrica. Se necessario, possono prelevare energia dalla rete per soddisfare il proprio fabbisogno o, in caso di surplus, immettere energia nella rete.
3. **Funzionamento in micro-rete:** le tre utenze possono scambiarsi energia tra loro. Se una di esse ha un fabbisogno energetico superiore alla propria produzione, può ricevere energia da un'altra utenza della micro-rete. Inoltre, è possibile scegliere se mantenere l'intera micro-rete scollegata dalla rete elettrica (modalità in isola) o consentire lo scambio di energia con la rete esterna.

Il collegamento tra la rete e la micro-rete, attraverso il quadro AC, è protetto da dispositivi volutamente sottodimensionati per gestire in modo controllato lo scambio di potenza verso la rete. I dispositivi di protezione e la linea, inclusi i cavi, sono dimensionati per evitare situazioni pericolose. È presente un contattore da 6 kW che limita la potenza massima scambiabile, prevenendo sovraccarichi grazie a un dispositivo di protezione integrato.

Durante la configurazione iniziale dell'impianto, è stato tentato il collegamento delle tre utenze sulla stessa fase, ma si è riscontrato un malfunzionamento a causa di impedenze diverse tra le utenze si generavano flussi di potenza non controllati. Per questo motivo vengono utilizzate due fasi di cui una per collegare due inverter e la seconda per collegare il rimanente, permettendo così il corretto funzionamento.

Capitolo 3

3 Ampliamento laboratorio PVZEN

3.1 Introduzione

Nel 2024 è stato avviato un piano di ampliamento del laboratorio PVZEN, suddiviso in due fasi. La prima fase è iniziata a dicembre 2024 e prevede alcuni interventi principali:

- installazione di un nuovo generatore fotovoltaico, inverter e sistema di accumulo (*accumulo centralizzato*);
- ampliamento di un generatore fotovoltaico preesistente (utente 2);
- installazione di un nuovo quadro elettrico, ricablaggio degli impianti esistenti e aggiunta di nuove apparecchiature;
- predisposizione di un sistema di arresto dell'impianto in caso di incendio o emergenza;
- aggiunta di nuovi strumenti di misura Power Quality (Wattmetri) e nuove postazioni di misura;
- installazione di una nuova stazione meteorologica (non trattata in questo elaborato).

Le motivazioni per l'ampliamento del laboratorio PVZEN riguardano l'espansione del campo di ricerca, con l'introduzione di un nuovo generatore, inverter e sistema di accumulo, che permetteranno lo studio di impianti di produzione e stoccaggio centralizzato tipici delle micro-reti.

L'introduzione di nuovi strumenti di misurazione della qualità dell'energia consentirà di analizzare più approfonditamente le qualità delle forme d'onda presenti ed erogate dal sistema.

L'ottimizzazione del quadro elettrico migliorerà la gestione e l'accessibilità. Essendo una applicazione didattica, lo spazio è fondamentale per poter garantire di effettuare numerose modifiche e permettere di realizzarle in sicurezza.

Infine, è stato implementato un sistema di arresto per motivi di sicurezza, che consente la disalimentazione immediata dell'impianto in caso di incendio, in conformità con le normative dei Vigili del Fuoco.

L'elaborato tratterà la fase progettuale del rifacimento del laboratorio, prevedendo la configurazione di due tipologie di funzionamento. Inoltre, includerà la realizzazione degli schemi unifilari del nuovo quadro e dei nuovi componenti installati, con indicazione dei cavi e degli interruttori che sono già stati verificati nella tesi di Franzolin [19] nonché la progettazione degli schemi per i nuovi strumenti di misura ASITA. Un focus particolare sarà dedicato agli aspetti normativi in materia di prevenzione incendi, con un'attenzione specifica al sezionamento in corrente continua (DC) e alla sua automazione.

3.2 Integrazione di nuovi dispositivi nel laboratorio

L'impianto di laboratorio è stato riprogettato per supportare due configurazioni operative: serie e parallelo. Queste denominazioni derivano dalla posizione del blocco centralizzato nel sistema: nella configurazione serie, il blocco si trova tra la rete e le utenze, mentre nella configurazione parallelo è posizionato in parallelo alle utenze. Nei sottocapitoli che seguono vengono analizzati i dispositivi in configurazione serie, successivamente verrà analizzata anche quella parallelo.

Le utenze e il blocco UPS rimangono quasi inalterati a meno dell'installazione di qualche predisposizione e postazioni aggiuntive per le misure. Anche l'arrivo BT rimane inalterato mantenendo la linea e il dispositivo di protezione. Tutte le utenze, l'inverter centrale e il blocco UPS vengono però collegati alla fase 1. Le rimanenti fasi rimangono inutilizzate. Lo schema unifilare completo è consultabile in tavola 1. Le protezioni utilizzate sono tutte marcate Schneider Electric.

In Figura 3-1 viene fornita una rappresentazione schematica degli interventi principali, evidenziati all'interno di rettangoli verdi, successivamente verranno analizzate le singole sezioni di tale schema.

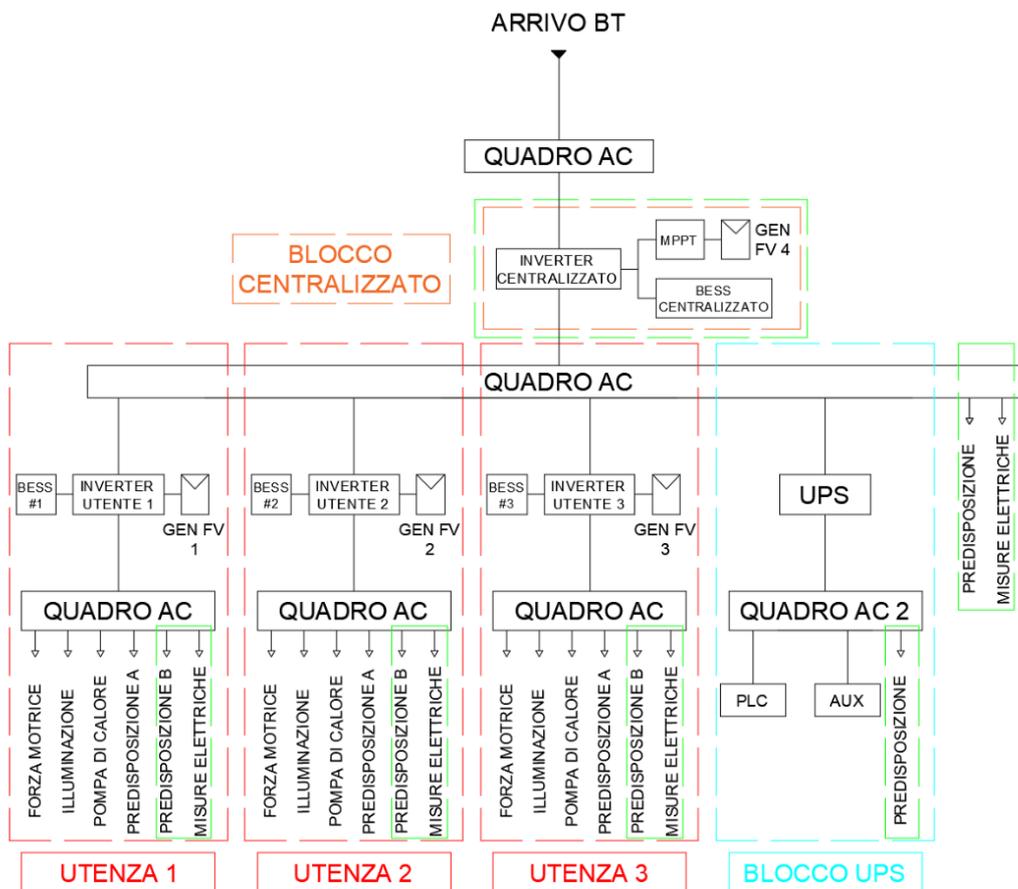


Figura 3-1: schema a blocchi degli interventi sull'impianto PVZEN

3.2.1 Blocco centralizzato

Il blocco centralizzato è costituito dall'accumulo centralizzato e dai tre inverter Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid (Figura 3-2) installati in parallelo, che consentono di trattare i tre inverter come un unico dispositivo con potenza triplicata. Questi inverter, di tipo monofase per applicazioni off-grid, hanno una potenza nominale di 8 kVA ciascuno. Con tre unità, la potenza complessiva dell'inverter centrale raggiunge i 24 kVA. Ulteriori specifiche sono consultabili nella scheda tecnica. [20]



Figura 3-2: Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid

L'inverter è collegato al sistema di accumulo centralizzato, che è formato da tre armadi, ognuno contenente quattro moduli Pylontech US5000C (Figura 3-3) con tecnologia litio-ferro-fosfato (LiFePO4). I moduli, ciascuno con una tensione nominale di 48 V DC e una capacità nominale di 4,8 kWh (di cui 4,3 kWh utilizzabili), sono collegati in parallelo per formare un blocco installato in ogni armadio. I tre blocchi sono poi messi in parallelo tra loro per costituire il sistema di accumulo centralizzato. Ulteriori caratteristiche sono presenti nella scheda tecnica. [21]



Figura 3-3: batterie Pylontech US5000C installate in armadio

L'installazione ha previsto la stesura di due linee in cavo di 14 m ciascuna, dal quadro AC all'inverter centrale e viceversa, utilizzando una sezione da 10mm². Si prevede che l'inverter centrale possa gestire simultaneamente l'energia proveniente dalle tre utenze e inviarla a tre utenze contemporaneamente. Per garantire la gestione di questi flussi maggiori, le linee e le relative protezioni sono dimensionate in modo più robusto rispetto alla precedente connessione della micro-rete alla rete, con l'obiettivo di poter gestire in ogni modo lo scambio di potenza tra la rete e il sistema.

In Figura 3-4 viene riportata la configurazione installata nel laboratorio PVZEN.

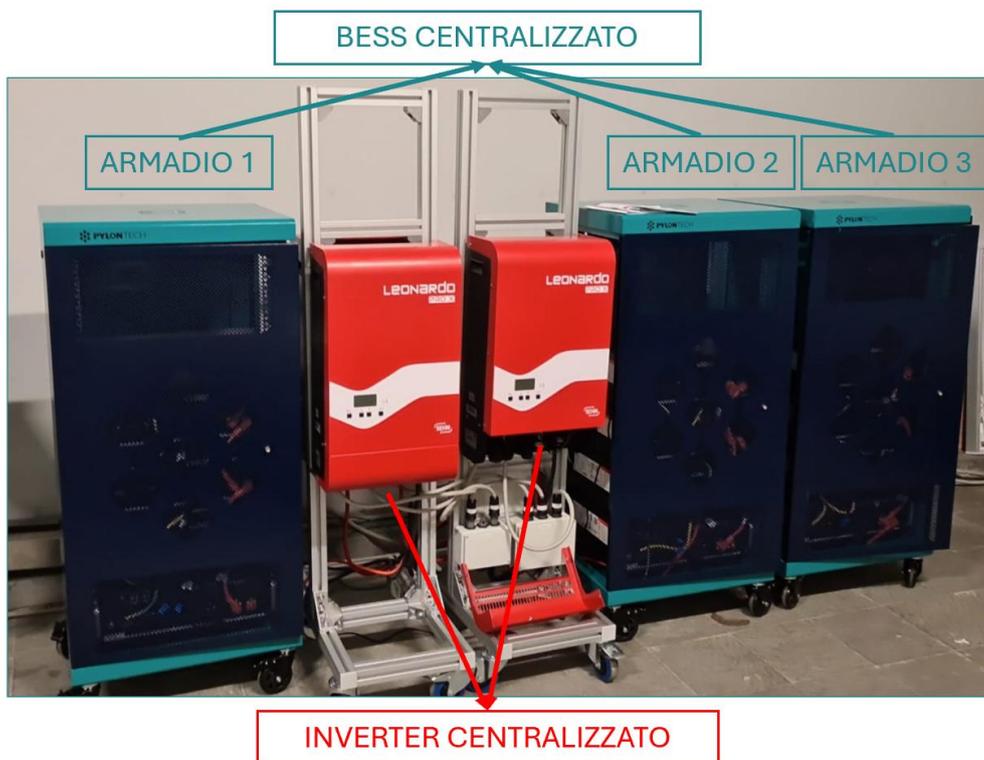


Figura 3-4: blocco centralizzato PVZEN

3.2.2 Strumenti di misura

È stata prevista l'integrazione di nuovi strumenti di misura CVM-E3-MINI ASITA (scheda tecnica [22]), capaci di rilevare parametri di *power quality*, in particolare tensione e corrente. Tali strumenti nascono per misure trifase, ma

avendo a disposizione tre ingressi indipendenti, consentendo l'utilizzo di un singolo dispositivo per monitorare tre punti di misura anche relativi alla stessa fase.

Ogni ingresso è costituito da una misura della tensione protetta da fusibile, e della corrente, tramite trasformatori amperometrici TA ASITA modello TD5 (scheda tecnica [23]). Ogni dispositivo viene interfacciato tramite rete RS485 a un convertitore ASITA TCP1RSP (scheda tecnica [24]), in grado di connettere i misuratori ad una posizione LAN utilizzando la rete di comunicazione Ethernet. Questa operazione permette di sfruttare le misure effettuate direttamente dal pc e utilizzarle per ottimizzare la micro-rete. Lo schema di collegamento del dispositivo è stato rivisto per la configurazione PVZEN e viene riportato in Figura 3-5. Ogni colore nel diagramma corrisponde a un punto di misura differente.

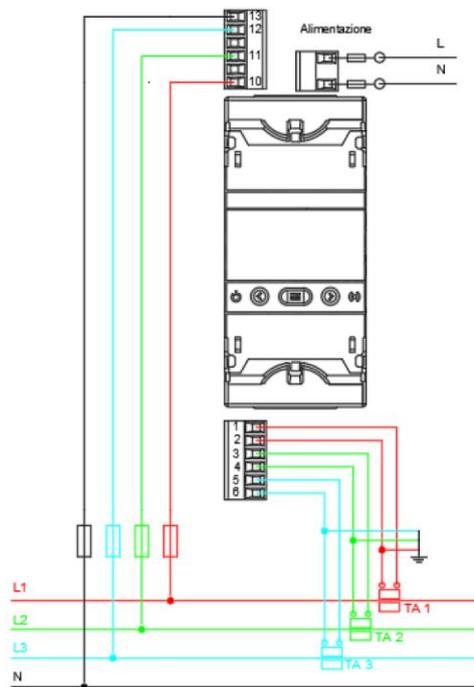


Figura 3-5: schema di collegamento CVM-E3-MINI ASITA

La mappa dei punti di misura scelti è riportata in Figura 3-6. In aggiunta alla strumentazione ASITA sono state predisposte delle linee dedicate all'allaccio di strumenti di misura esterni, protette con interruttore magnetotermico differenziale. Questa scelta assicura sia una protezione adeguata che una connessione rapida, caratteristiche fondamentali in un laboratorio didattico.

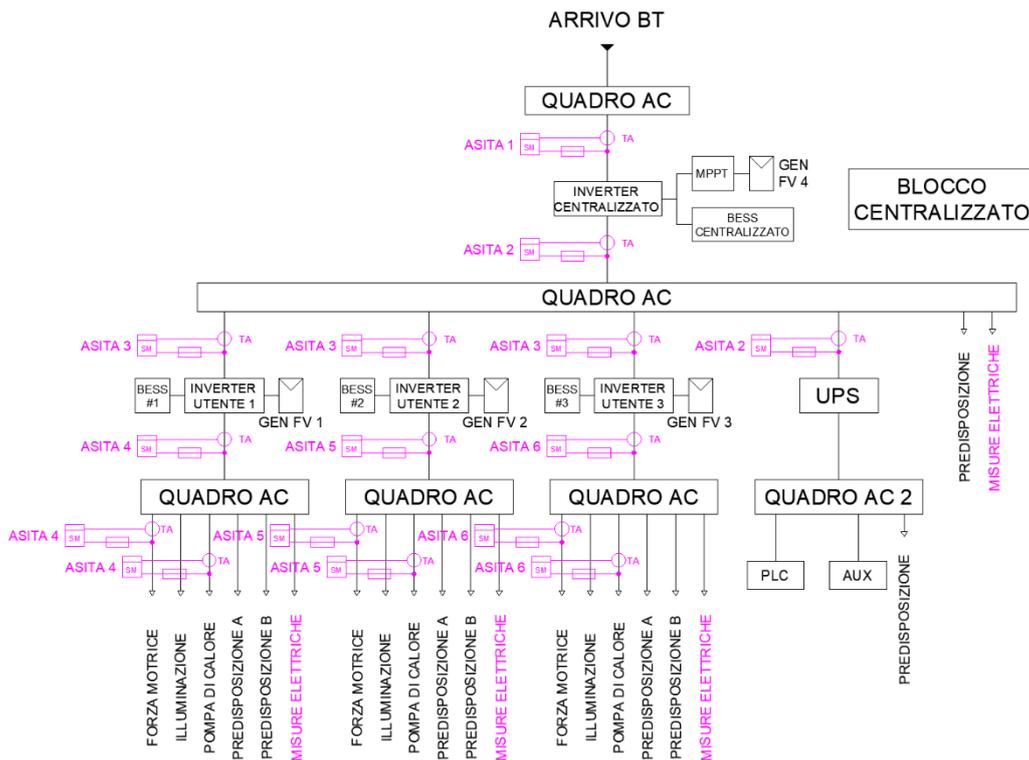


Figura 3-6: mappa dei punti di misura

3.2.3 Configurazione parallelo

Come anticipato nell'introduzione è possibile configurare il sistema anche in parallelo permettendo un secondo modo di sperimentazione dell'intero sistema. Per poter ottenere tale configurazione il blocco centralizzato viene disposto in parallelo alle utenze come riportato in Figura 3-7.

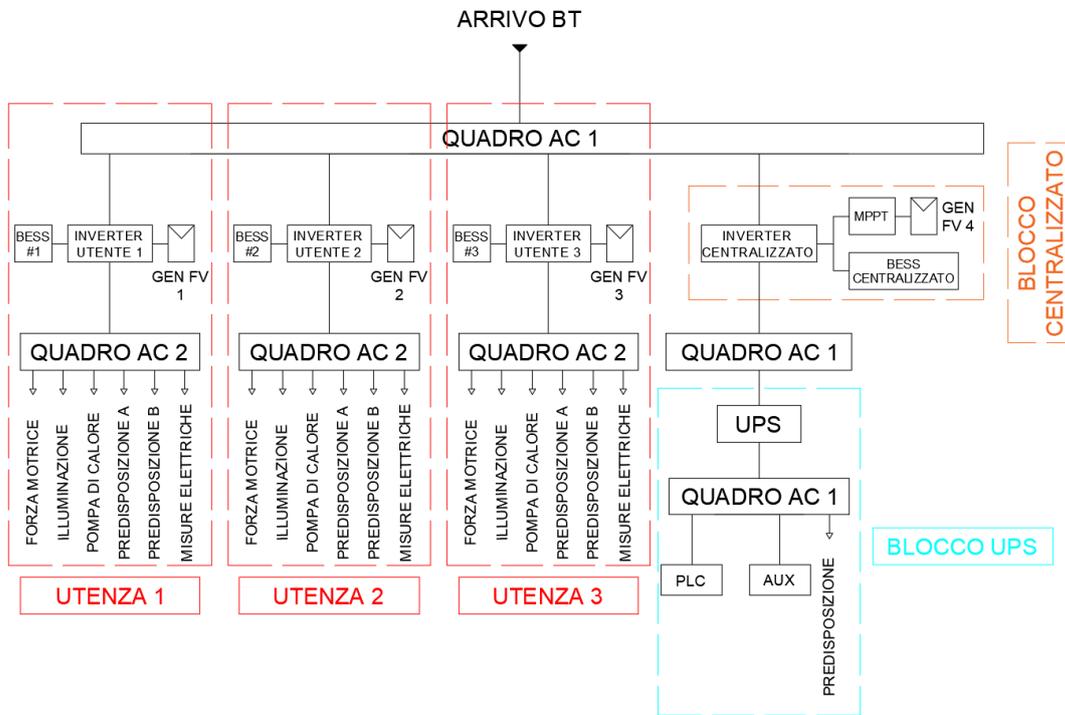


Figura 3-7: schema a blocchi configurazione parallelo

La scelta della configurazione (schema in Figura 3-8) è attuabile mediante i pulsanti S1, S2 ed S3. La pressione del pulsante S1 sgancia i teleruttori CR1 ed CR2 permettendo una successiva scelta della configurazione desiderata. Premendo S2 si sceglierà la configurazione serie, premendo S3 quella parallelo. Tale logica viene protetta da interblocco sia elettrico che meccanico garantendo maggiore sicurezza attraverso ridondanza.

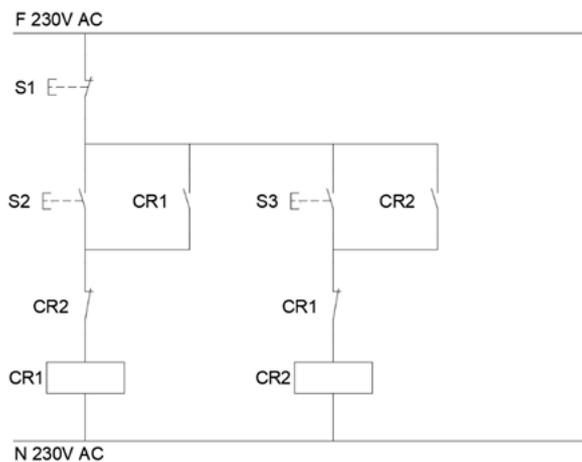


Figura 3-8: schema comando serie/parallelo con interblocco elettrico

Fisicamente viene installato un commutatore a pulsante (Figura 3-9) avente tre posizioni principali riunendo in un dispositivo i 3 pulsanti:

- CAS per la configurazione *serie* o *cascata* (S2);
- // per la configurazione *parallelo* (S3).
- una posizione intermedia con funzione del pulsante S1.



Figura 3-9: commutatore a pulsante per scelta delle modalità

Lo schema unifilare semplificato è rappresentato in Figura 3-10 riportando la posizione dei contattori CR1 e CR2. Lo schema completo è riportato in tavola 1 allegata .

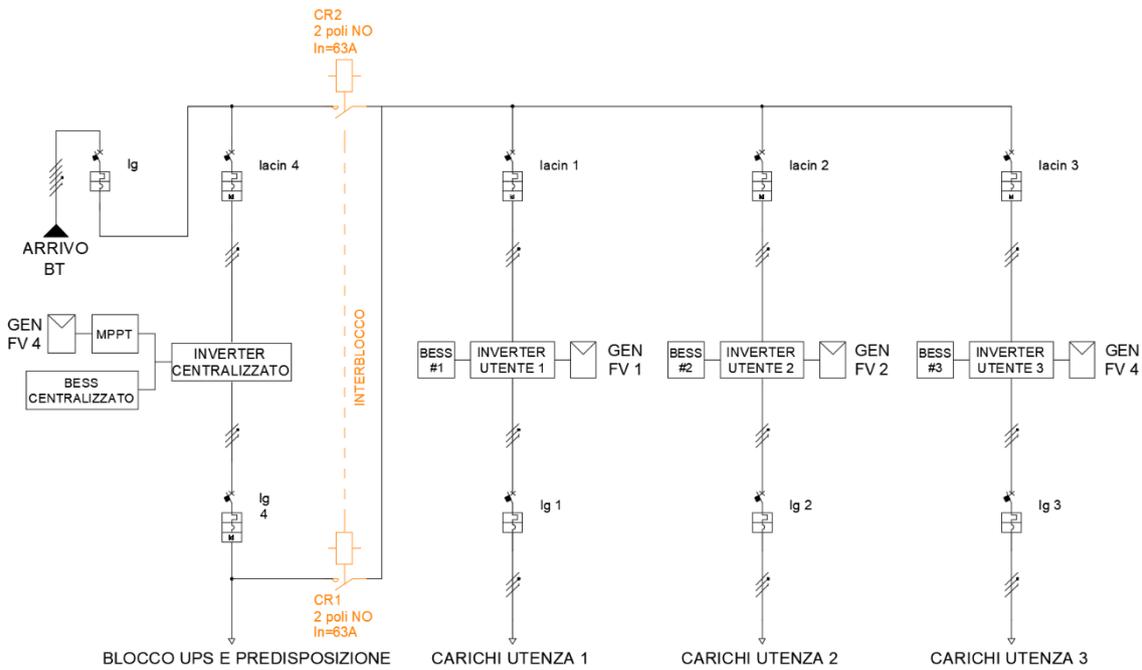


Figura 3-10: schema unifilare semplificato interblocco

Per evitare un cambio di configurazione sotto carico, è necessario seguire la procedura illustrata in Figura 3-11, che prevede l'apertura di tre interruttori per impedire il passaggio di corrente nei rami con interblocco.

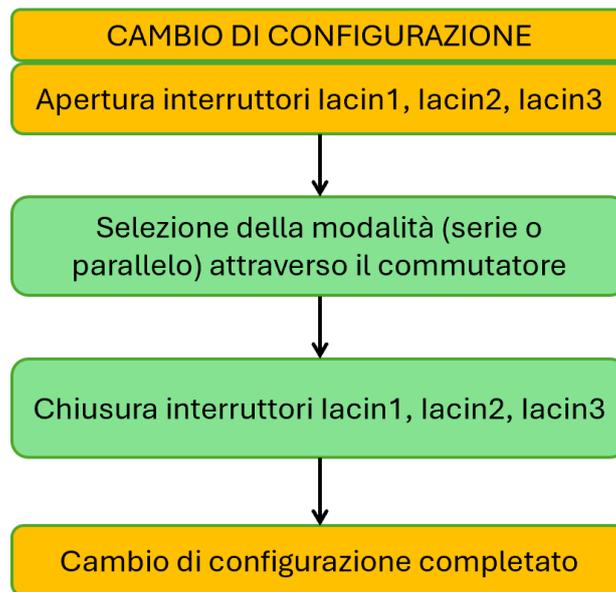


Figura 3-11: procedura cambio configurazione

3.2.4 Altri calcoli e lavori eseguiti

Per l'organizzazione e nuovo cablaggio dei quadri di laboratorio, e per tutti i calcoli riguardanti le verifiche di cavi e protezioni, si rimanda alla tesi del collega "Franzolin", capitoli 5.2.4 e 5.2.5. [19]

Vengono riportati gli schemi unifilari riportanti caratteristiche interruttori e cablaggi verificati con software iProject nelle due configurazioni serie e parallelo in tavola 1 allegata.

3.3 Nuovi componenti lato DC

Per quanto riguarda i lavori sul lato DC, è prevista la realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico costituito da 19 moduli tenuti da zavorre (marca *Sunballast* o *Well-come*) posate sul tetto dell'edificio sito in Corso Castelfidardo 39, come visibile in Figura 3-12.

Tali pannelli verranno così suddivisi:

- 6 pannelli collegati in 2 stringhe da 3 moduli ciascuno, all'inverter utente 2 già esistente;
- 8 pannelli collegati al MPPT dell'accumulo centralizzato;
- 3 moduli formanti una stringa;
- 2 moduli indipendenti;

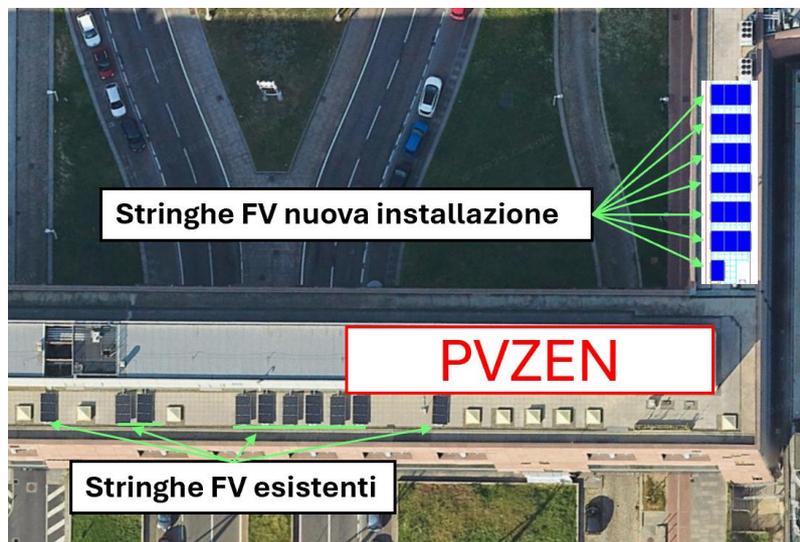


Figura 3-12: vista aerea nuovi impianti FV PVZEN

Oltretutto è prevista l'installazione di un sezionamento DC sia dei moduli fotovoltaici attraverso il sistema *TIGO*, sia dei pacchi batteria presenti nel laboratorio. Tale sezionamento verrà poi discusso in seguito nel capitolo 4.3.3.

3.3.1 Stringhe per il generatore fotovoltaico 2

Il generatore fotovoltaico 2 è costituito da due stringhe da tre moduli ciascuna, con una potenza totale di 2,2 kW. L'ampliamento prevede il raddoppio della potenza installata mediante l'aggiunta di altre due stringhe da tre moduli. I moduli utilizzati rimangono gli LG370Q1C-V5 [14].

In Figura 3-13 è riportato lo schema del generatore 2, con le parti in verde che rappresentano le installazioni che verranno effettuate nell'ampliamento.

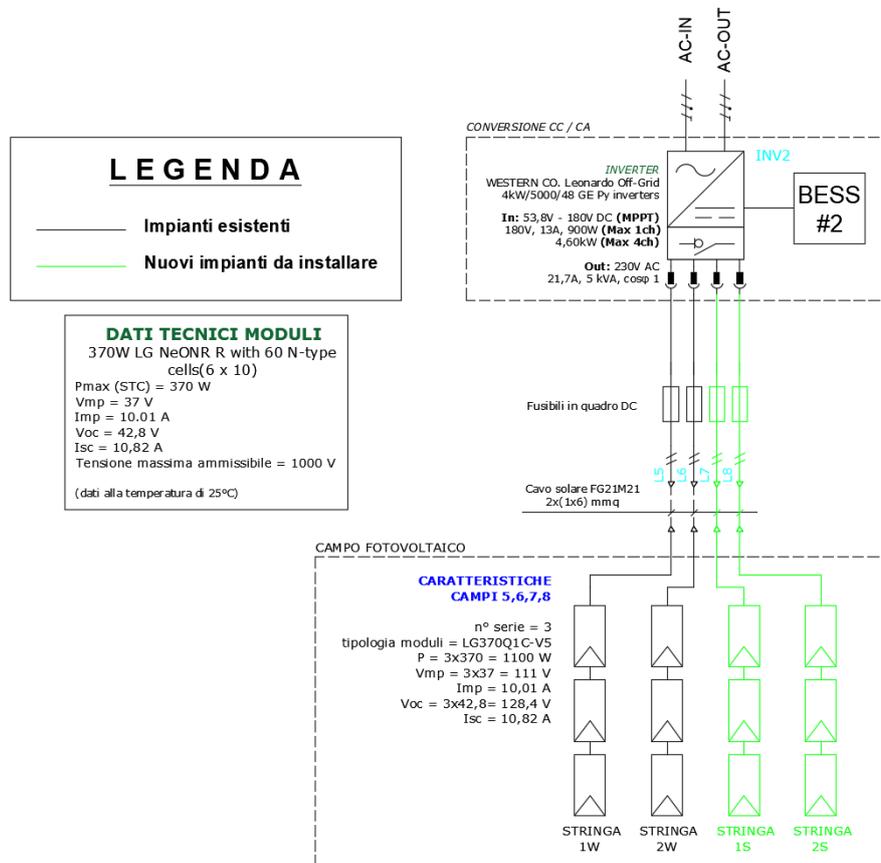


Figura 3-13: schema unifilare ampliamento generatore fotovoltaico 2

3.3.2 Stringhe per generatore fotovoltaico 4 e MPPT

L'ampliamento consiste nella realizzazione di un nuovo generatore fotovoltaico composto da due stringhe, ciascuna con quattro moduli FV HT54-18X(N)-435W. Maggiori dettagli sui moduli sono disponibili nella scheda tecnica [25].

Le stringhe verranno collegate al regolatore MPPT WESTERN CO. WRM60 X SL, che a sua volta è connesso in corrente continua al nodo dove convergono l'accumulo centralizzato e l'inverter centralizzato. Ulteriori informazioni sul MPPT sono riportate nella scheda tecnica [26].

Viene riportato il dettaglio dello schema unifilare relativo all'inverter centralizzato e MPPT in Figura 3-14.

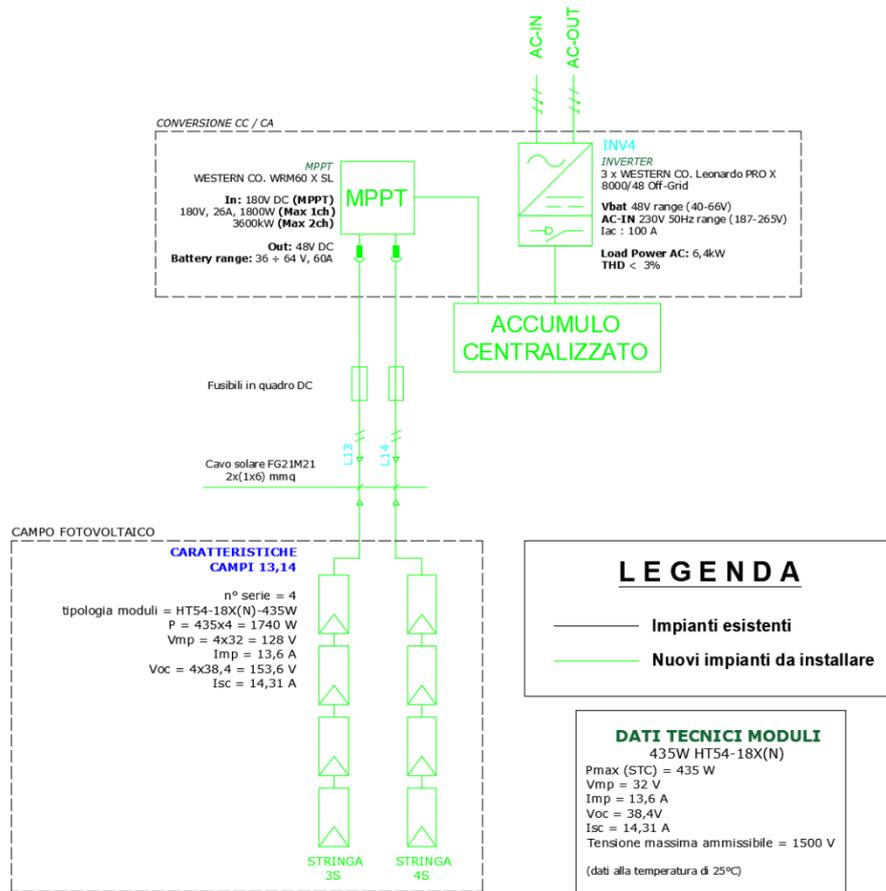


Figura 3-14: schema unifilare ampliamento generatore fotovoltaico 4

3.3.3 Moduli e stringhe per misure

Vengono previsti cinque moduli che verranno successivamente utilizzati per misure elettriche e prove di invecchiamento dei moduli. Tali componenti non sono ancora stati definiti e pertanto non sono presenti dati che possono essere consultati. Viene fornito solo lo schema unifilare del collegamento di essi in Figura 3-15.

Tali moduli verranno collegati al quadro DC in una sezione che verrà chiamata “quadro misure parametri moduli”, protetti da fusibili e collegabili a strumentazione di misura.

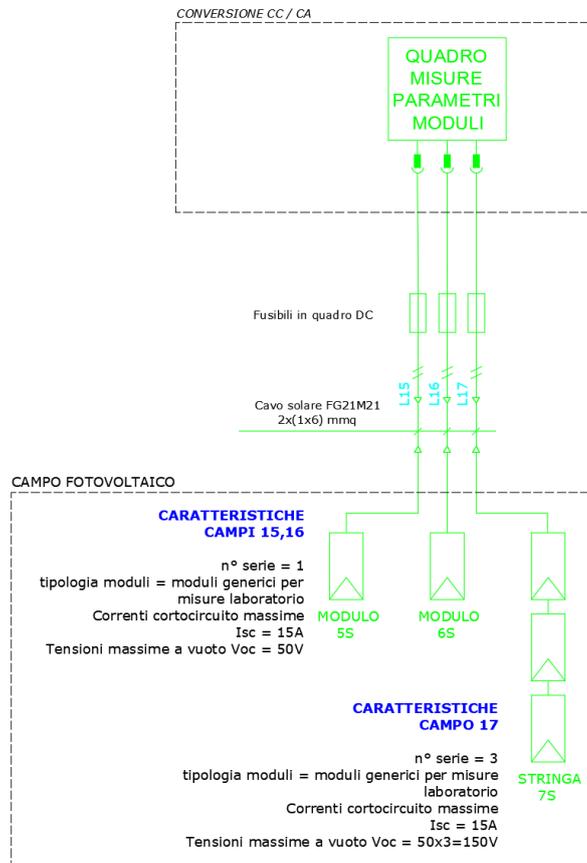


Figura 3-15: schema unifilare ampliamento generatore fotovoltaico 4

E' disponibile lo schema unifilare dell'intero parco FV in tavola 5 allegata.

3.4 Svolgimento dei lavori

L'esecuzione dei lavori di ampliamento ha riguardato gli interventi sul lato in corrente alternata, includendo il rifacimento dei quadri, l'installazione di nuove linee e sistemi di misura, la predisposizione parziale del sistema antincendio e l'integrazione del nuovo blocco centrale nel sistema esistente.

Per quanto riguarda i lavori sul lato corrente continua verranno eseguiti in un secondo momento.

I lavori di ampliamento sono stati eseguiti da una azienda specializzata sotto la supervisione dei collaboratori del progetto PVZEN.

3.4.1 Disalimentazione e dismissione quadro esistente

Nella prima fase, il quadro del laboratorio PVZEN è stato disalimentato tramite l'interruttore di protezione descritto nel capitolo 2.3.1, seguito dal sezionamento di tutte le stringhe fotovoltaiche e dallo spegnimento delle batterie d'accumulo. Successivamente, è stata verificata l'assenza di tensione all'interno dei quadri mediante l'uso di multimetri.

Al termine di questa operazione si è passati quindi allo scollegamento di tutti i dispositivi presenti nel quadro esistente mantenendo quelli che verranno riutilizzati successivamente. È stato necessario creare dello spazio spostando dei dispositivi per il posizionamento del nuovo quadro affiancato a quello esistente. Viene riportata un immagine in Figura 3-16 dello smantellamento del quadro.



Figura 3-16: prime operazioni dei lavori effettuati

3.4.2 Modifiche operative dalla fase progettuale alla realizzazione

Attraverso il confronto con operai e docenti, si è reso necessario apportare alcune modifiche alla struttura prevista in fase di progettazione. In particolare, è stata ridefinita la disposizione di interruttori, PLC e misuratori all'interno del quadro, garantendo così accessibilità, sicurezza e la possibilità di future modifiche. Inoltre, si è assicurato che le operazioni di apertura e chiusura delle porte frontali potessero avvenire senza ostacoli.

3.4.2.1 Posizionamento TA e misuratori ASITA

Particolare attenzione è stata dedicata al posizionamento delle strumentazioni di misura ASITA. La distanza tra il trasformatore amperometrico (TA) e il relativo strumento di misura è stata calcolata per evitare perdite di segnale lungo il percorso. Queste perdite sono influenzate dall'impedenza che viene connessa al circuito secondario del trasformatore (Figura 3-17), il quale, operando in cortocircuito, ha una limitazione sulla potenza apparente erogabile. Di conseguenza, la distanza tra il TA e lo strumento ASITA, così come il corretto dimensionamento dei cavi di collegamento, è stata studiata per minimizzare tali perdite di segnale.

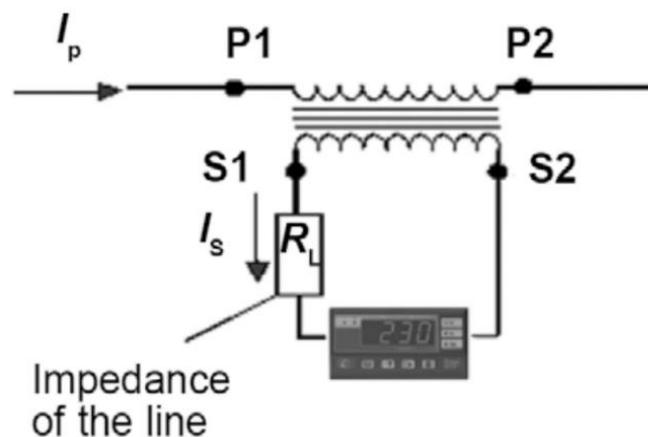


Figura 3-17: circuito di misura composto da TA, cavo e strumento ASITA

In fase progettuale, si era inizialmente ipotizzato di collocare tutti gli strumenti ASITA nel quadro principale, mantenendo alcuni punti di misura nel quadro secondario. Tuttavia, questa configurazione si è rivelata impraticabile a causa delle distanze complessive, che avrebbero richiesto un aumento significativo della sezione dei cavi necessari per garantire misure accurate. Tale sezione infatti risulta anche limitata dalla sezione installabile sul singolo TA che è di 4 mm^2 .

Per definire correttamente le lunghezze massime dei cavi, è stata applicata un'apposita formula, imponendo sezioni di prova e stabilendo la distanza massima in funzione della sezione scelta come dalle indicazioni di installazione ASITA TA [23].

Sono necessari i seguenti dati:

- S_{mis} : assorbimento del circuito di misura della corrente dello strumento ASITA [VA] [22];
- S_{cavo} : sezione del cavo adottata per il collegamento tra il TA e lo strumento di misura [mm^2];
- ρ : resistività del materiale conduttore del cavo utilizzato (resistività a 20 °C del materiale dei conduttori [$\Omega * mm^2/m$] (0,018 per il rame 0,027 per l'alluminio));
- S_{TA} : potenza apparente erogabile dal TA [VA];
- I_{TA} corrente a secondario del TA [A].

Attraverso la formula 3-1 è ricavabile quindi la distanza complessiva massima adottabile.

$$L_{cavo} = \frac{(S_{TA} - S_{mis}) * S_{cavo}}{I_{TA}^2 * \rho} \quad (3-1)$$

Vengono forniti in questa sezione alcune note relative al calcolo e i risultati.

NOTA 1: viene adottato un coefficiente di sicurezza di 1,5 alla potenza riportata sul datasheet del misuratore ASITA, permettendo ad esso un assorbimento maggiore (Tabella 3-1).

Strumento di misura ASITA CVM/E3/MINI		
Assorbimento	Fattore sicurezza	Assorbimento
VA	/	VA
0,9	1,5	1,35

Tabella 3-1: assorbimento ASITA CVM/E3/MINI

NOTA 2: vengono utilizzati due tipologie di TA, nella Tabella 3-2 vengono riportate le caratteristiche necessarie al calcolo. Ulteriori dati sono reperibili nei datasheet.

DISPOSITIVO	NOME TA	Potenza nominale	Corrente primario	Corrente secondario
/	/	VA	A	A
A	TA TD5	25	50	5
B	TA IME TAQ2-M	2	25	5

Tabella 3-2: dati necessari TA

La Tabella 3-3 contiene i risultati complessivi suddivisi tra i due trasformatori amperometrici, si noti che viene restituita la lunghezza dell'intero tratto, composto sia dalla andata che dal ritorno. La lunghezza dell'intero cavo di collegamento dovrà quindi essere inferiore a quella massima riportata in tabella.

Sezione mm ²	Lunghezza massima [m]	
	DISPOSITIVO A	DISPOSITIVO B
1,5	81,09	2,23
2,5	135,14	3,71
4	216,23	5,94

Tabella 3-3: lunghezze massime cavi collegamento TA

Si può notare che il dispositivo A, avendo una potenza erogabile maggiore presenta delle lunghezze adottabili maggiori, non causando particolare riguardo per l'installazione dei TA. Al contrario il dispositivo B permette delle lunghezze di installazioni di pochi metri, limitando quindi la scelta del luogo installazione dei due dispositivi.

Questi aspetti sono quindi stati determinanti nell'allestimento del quadro, escludendo sin da subito l'ipotesi di collocare l'intera strumentazione di misura all'interno del quadro UPS. Infatti, le lunghe distanze dei cavi di segnale avrebbero compromesso l'affidabilità delle misure, in quanto per garantire la classe di precisione dichiarata dal produttore del TA, è necessario che esso non superi la potenza massima di uscita. Il valore di potenza richiesto dal carico, espresso in VA, è costituito dalla somma della potenza richiesta dal misuratore abbinato, sommato alle perdite sul circuito di connessione del secondario del TA. [27]

È stato anche valutato il trasferimento dei cavi di potenza tra i quadri, ma tale configurazione sarebbe risultata poco pratica sia in termini di organizzazione che di ingombro del cablaggio. Di conseguenza, si è scelto di posizionare la strumentazione di misura il più vicino possibile ai punti di misura, ottimizzando così l'efficienza del sistema.

Durante l'installazione è stato ancora possibile aggiungere un punto di misura a valle dell'arrivo da rete, permettendo nella configurazione parallelo la misura diretta degli scambi con la rete. Viene evidenziato tale punto di misura in Figura 3-18.

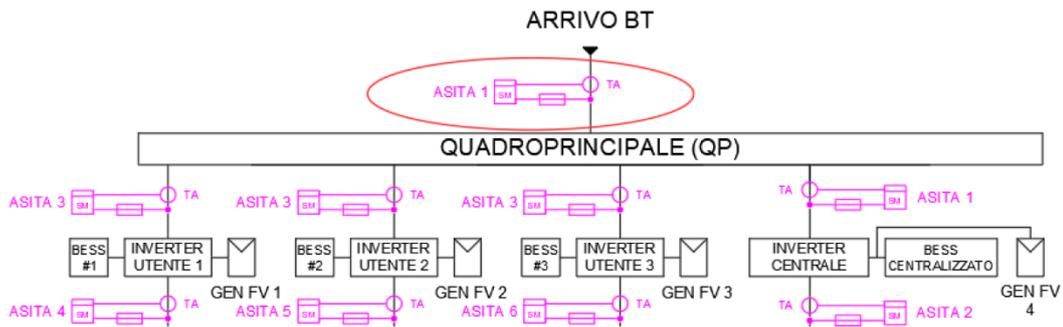


Figura 3-18: nuovo punto di misura ASITA.

3.4.2.2 Dispositivi e predisposizioni

In fase esecutiva, sono stati effettuati alcuni interventi di sostituzione, integrazione e rimozione di apparecchiature rispetto a quanto inizialmente previsto in fase progettuale. Tra le modifiche più significative è stata prevista l'installazione di portafusibili anche per gli ingressi non cablati degli ASITA 1 e ASITA 2, in modo da garantire successive installazioni di nuovi punti di misura.

Un'altra modifica ha riguardato l'interruttore *Ipredups*, è stato scelto di installare un modello da 16 A anziché 32 A, ritenendo che tale amperaggio fosse adeguato per la predisposizione a valle dell'UPS.

Sono state anche installate delle morsettiere (Figura 3-19) ai nodi principali del sistema per consentire modifiche in modo più agevole. Tali morsettiere sono bipolari della marca LeGrand (modello LeGrand 400403 e scheda tecnica [28]). I punti scelti sono stati a monte degli inverter, la distribuzione locale del blocco UPS e le tre utenze.

Infine sono state installate delle morsettiere in ogni quadro in posizione inferiore per permettere i collegamenti tra cavi entranti nel quadro e dispositivi del quadro stesso (Figura 3-20).



Figura 3-19: particolare morsettiere LeGrand installata



Figura 3-20: particolare morsettiere quadri

3.4.2.3 Quadri

Il posizionamento dei quadri è stato effettuato cercando di mantenere spazio per permettere di svolgere operazioni didattiche, tenendo conto di distanze imposte dai TA come già discusso nel capitolo dedicato e spazi disponibili del laboratorio stesso. Viene aggiornato lo schema della disposizione dei dispositivi e vengono riportati i layout dei livelli dei due quadri in Figura 3-21 e Figura 3-22. Viene fornita una foto della disposizione realizzata in Figura 3-23.

I due quadri vengono inoltre nominati in quanto hanno destinazioni d'uso differenti, quello di dimensioni maggiori verrà chiamato *quadro principale* (o *quadro 1*) e l'altro verrà chiamato *quadro secondario* (o *quadro 2*).

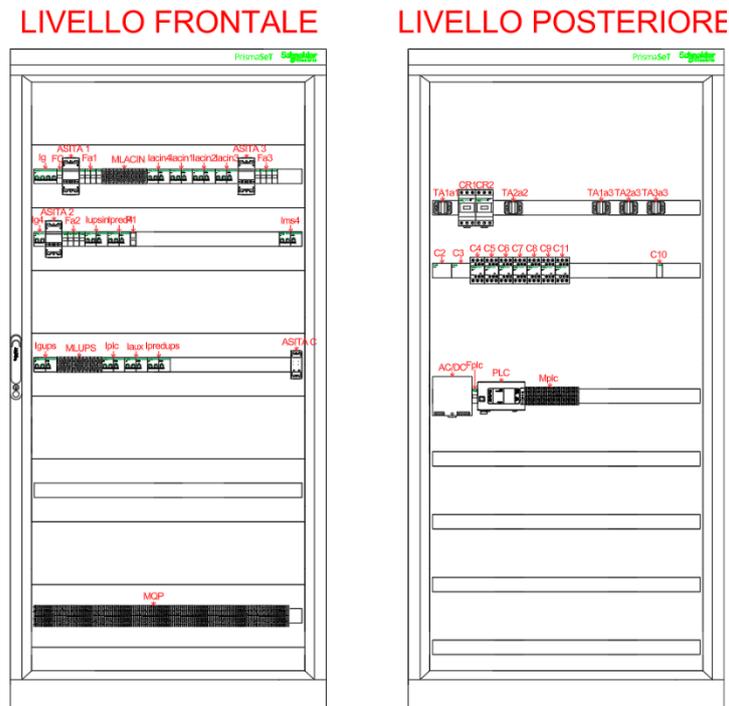


Figura 3-21: layout quadro principale (quadro 1)

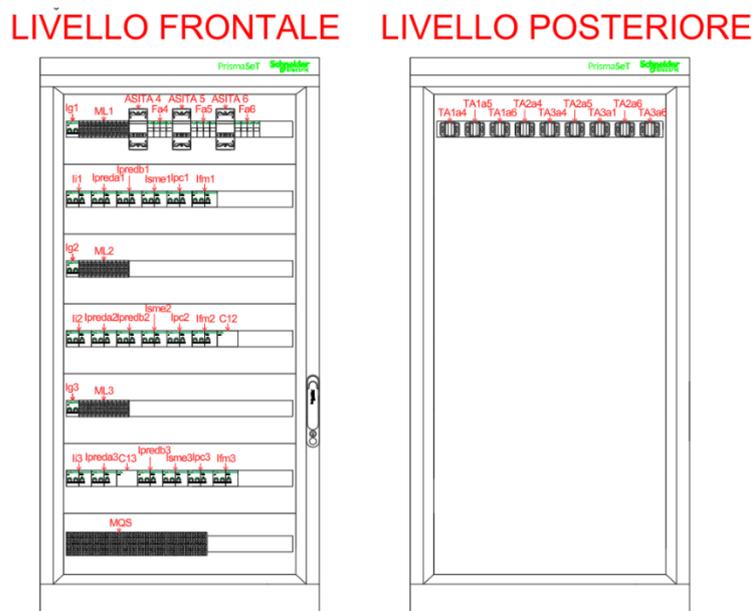


Figura 3-22: layout quadro secondario (quadro 2)



Figura 3-23: disposizione dei quadri

Sono disponibili per una migliore comprensione lo schema dei quadri in tavola 2 e viene fornita una tabella (Tabella 3-4) dei macro elementi presenti all'interno di essi e uno schema a blocchi aggiornato con i nuovi nomi (Figura 3-24).

QUADRO PRINCIPALE	QUADRO SECONDARIO
Interruttore generale	Utenza 1
Interruttori AC-IN inverter	Utenza 2
Blocco centralizzato	Utenza 3
Misuratori ASITA 1,2,3	Misuratori ASITA 4,5,6

Tabella 3-4: macro elementi installati nei quadri

Il PLC, l'UPS e i contattori, che verranno successivamente descritti per l'antincendio e quelli per il cambio di configurazione, sono stati posizionati nella parte posteriore del quadro principale, sfruttandone la notevole profondità. Questa disposizione permette di chiudere la porta senza difficoltà.

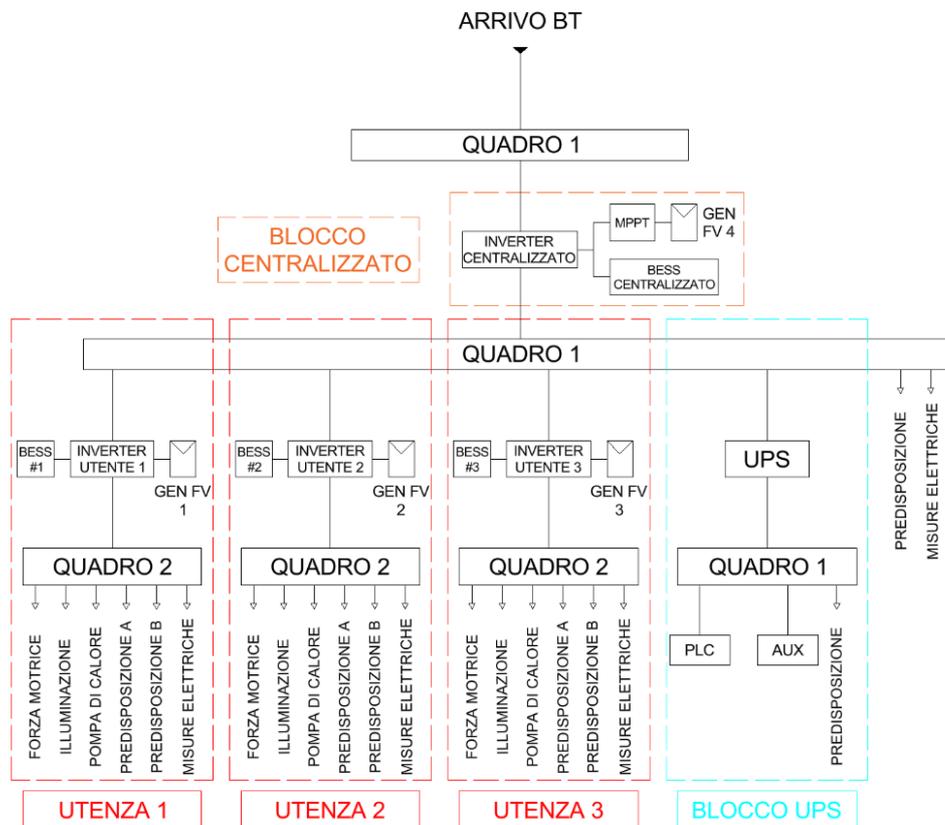


Figura 3-24: schema a blocchi definitivo in configurazione serie

Tutti i cablaggi sono stati inseriti in canaline interne ad eccezione di quelli dei TA per permetterne una minore lunghezza.

La valle degli interruttori targati *Isme* resta non cablata, poiché la strumentazione di misura esterna è mobile e verrà collegata solo quando necessario.

Lo schema unifilare definitivo è consultabile in tavola 1 allegata.

3.4.3 Messa in servizio

L’impianto è stato messo in servizio il giorno 15 gennaio 2025, viene riportata la sequenza di operazioni effettuate in Figura 3-25, una descrizione più ampia è consultabile nella tesi di “Franzolin” al capitolo 5.4.6. [19]

In tale capitolo è anche presente un elenco riguardante gli interventi ancora da effettuare, per mancanza del materiale. Tali dispositivi verranno installati dalla Omnianet nella seconda parte dei lavori nella primavera o estate del 2025. Non vi sono problemi nel funzionamento in sicurezza dell'impianto, ma solo delle limitazioni sugli scambi di potenza che possono essere effettuati.

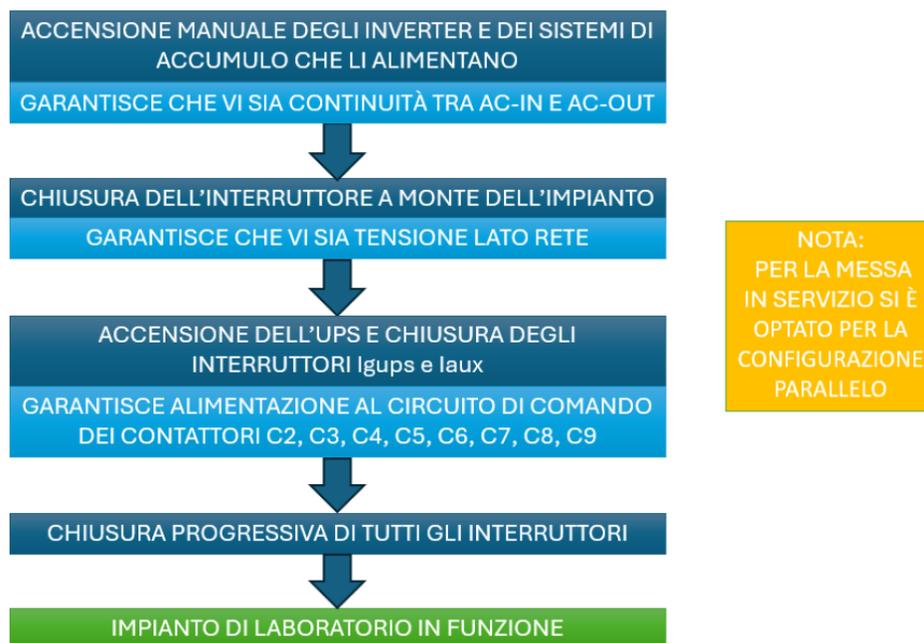


Figura 3-25: sequenza di operazioni per la messa in servizio

Capitolo 4

4 Prescrizioni antincendio

4.1 Introduzione

Negli edifici, come quelli universitari, la prevenzione incendi rappresenta un punto fondamentale per garantire la sicurezza per le persone. Nel caso in studio, ci si trova nell'ambito dei laboratori tecnici e scientifici, che richiedono un'attenzione particolare alla sicurezza. In Italia, gli edifici universitari sono soggetti al controllo dei Vigili del Fuoco secondo il D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151, che disciplina la prevenzione incendi [29]

L'integrazione di impianti fotovoltaici, come nel caso del laboratorio PVZEN, complica ulteriormente la gestione della sicurezza antincendio. Un aspetto critico riguarda la tensione residua generata dai pannelli fotovoltaici, che continuano a produrre energia in presenza di luce solare, mantenendo attivo l'impianto anche quando l'alimentazione dalla rete è interrotta per motivi di sicurezza.

In caso di intervento dei Vigili del Fuoco, è essenziale garantire che gli operatori possano lavorare in sicurezza, senza il rischio di scosse elettriche. Inoltre, la presenza di sistemi di accumulo, che forniscono energia supplementare all'impianto, aggiunge ulteriore complessità alle misure di prevenzione incendi da adottare.

4.2 Norme e Prescrizioni per Impianti Fotovoltaici

4.2.1 D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151

Gli edifici universitari rientrano nella categoria C dell'allegato I del decreto del presidente della repubblica 1 agosto 2011, n. 151, classificando il politecnico come ambiente ad alto rischio d'incendio, e imponendone quindi i controlli effettuati dai Vigili del Fuoco [29].

Viene riportato un estratto dell'articolo 3:

“Gli enti ed i privati responsabili delle attività di cui all'Allegato I, categorie B e C, sono tenuti a richiedere, con apposita istanza, al Comando l'esame dei progetti di nuovi impianti o costruzioni nonché dei progetti di modifiche da apportare a quelli esistenti, che comportino un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio.”

Nel caso PVZEN si è di fronte a una modifica dell'impianto elettrico esistente, la normativa separa in due tipologie le modifiche effettuate, quelle sostanziali o quelle non sostanziali. Nel caso di interventi che modificano le condizioni di sicurezza antiincendio (interventi quali realizzazione di nuove linee, nuovi quadri, nuovi dispositivi di protezione e modifica della distribuzione) ci si trova in presenza di modifiche sostanziali e quindi di interesse ai fini della prevenzione incendi.

È necessario quindi redarre un progetto come imposto dal DM 37/2008, art. 5 scritto da professionista iscritto all'albo, tenente conto delle norme CEI e delle misure di protezione contro il rischio di incendio.

Il Comando esamina i progetti pronunciandosi sulla loro conformità alla normativa ed ai criteri tecnici di prevenzione incendi. Se non vengono soddisfatti tali criteri, si può incorrere in una ulteriore richiesta di documentazione integrativa.

Per gli edifici in categoria C, il Comando, effettua controlli, attraverso visite tecniche, volti ad accertare il rispetto delle prescrizioni previste dalla normativa di prevenzione degli incendi, nonché la sussistenza dei requisiti di sicurezza antincendio.

In caso di accertata carenza dei requisiti e dei presupposti per l'esercizio delle attività previsti dalla normativa di prevenzione incendi, il Comando può adottare

provvedimenti di divieto di prosecuzione dell'attività e di rimozione degli eventuali effetti dannosi dalla stessa prodotti.

A seguito delle visite tecniche sulle attività, in caso di esito positivo, il Comando rilascia il certificato di prevenzione incendi.

L'articolo 6 impone l'obbligo di mantenere in stato di efficienza i sistemi, i dispositivi, le attrezzature e le altre misure di sicurezza antincendio adottate e di effettuare verifiche di controllo ed interventi di manutenzione secondo le scadenze temporali che sono indicate dal Comando nel certificato di prevenzione o all'atto del rilascio della ricevuta a seguito della presentazione della SCIA. Tali controlli devono essere annotati in un apposito registro a cura dei responsabili dell'attività. Tale registro deve essere mantenuto aggiornato e reso disponibile ai fini dei controlli di competenza del Comando.

Prescrive anche una adeguata informazione sui rischi di incendio connessi con la specifica attività, sulle misure di prevenzione e protezione adottate, sulle precauzioni da osservare per evitare l'insorgere di un incendio e sulle procedure da attuare in caso di incendio.

Il laboratorio PVZEN presenta delle deroghe alla prevenzione incendi, ma tuttavia è stato sottolineato nel corso della progettazione dell'ampliamento, come il laboratorio rappresenti un modello che potrebbe essere utilizzato nella realtà. Per tale motivo si è cercato il più possibile di sottostare alla regolamentazione anti incendio in modo tale da non sfruttare tali deroghe e garantire la replicabilità dell'intero impianto.

4.2.2 Obblighi per gli impianti contenenti moduli fotovoltaici

Riferimento: Nota DCPREV prot. n. 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici [11].

Nell'ambito della prevenzione incendi, l'installazione di impianti fotovoltaici negli edifici, in particolare quando questi rientrano tra le attività soggette ai controlli dei Vigili del Fuoco ai sensi del D.P.R. 151/2011, comporta l'adozione di una serie di precauzioni e obblighi tecnici. La Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici emanata con nota DCPREV prot. n. 1324 del 7 febbraio 2012 rappresenta un importante riferimento per garantire la sicurezza antincendio di tali impianti. In particolare si evidenziano le principali disposizioni da osservare

durante la progettazione, realizzazione e manutenzione di impianti elettrici che integrano moduli FV.

L'impianto elettrico che alimenta o riceve energia da un sistema fotovoltaico deve essere progettato con particolare attenzione agli aspetti legati alla sicurezza antincendio. Viene ribadito che il progetto debba essere redatto da un professionista abilitato, secondo quanto previsto dal *Decreto Ministeriale 37/2008*, e che debbano essere rispettate le principali norme tecniche vigenti, come le norme *CEI 64-8* e *CEI 82-25*, che regolano impianti elettrici e fotovoltaici. La progettazione deve tenere conto non solo della funzionalità dell'impianto, ma anche delle esigenze di sicurezza e della possibilità di intervento da parte dei soccorritori in caso di emergenza.

Tra gli aspetti più rilevanti, oltre alla presenza di idonei sistemi di protezione contro le sovracorrenti e le sovratensioni, correttamente dimensionati in base alla configurazione dell'impianto, vi è la necessità di installare dispositivi di sezionamento in corrente continua (DC). Tali dispositivi devono essere ben segnalati e facilmente accessibili, in modo tale da garantire l'interruzione dell'alimentazione proveniente dai moduli FV in modo rapido e sicuro. La criticità dei moduli FV infatti sta nell'essere dei generatori di tensione in presenza di irraggiamento solare, mantenendo in assenza di provvedimenti delle porzioni di impianto in tensione. Questi dispositivi sono fondamentali sia per la manutenzione ordinaria dell'impianto sia per garantire la sicurezza degli operatori in caso di incendio.

Anche i materiali impiegati devono rispettare precisi requisiti: cavi, guaine e componentistica devono essere non propaganti la fiamma e a bassa emissione di fumi e gas tossici, così da non aggravare le condizioni in caso di sviluppo di incendio. È inoltre fondamentale mantenere le distanze di sicurezza tra i componenti dell'impianto FV e materiali combustibili o strutture vulnerabili.

Dal punto di vista documentale, la presenza di un impianto fotovoltaico in un'attività soggetta a prevenzione incendi richiede l'integrazione della relativa documentazione tecnica all'interno della *SCIA* antincendio. Tale documentazione deve includere una relazione tecnica dettagliata, schemi elettrici unifilari, dichiarazioni di conformità e schede tecniche dei principali componenti.

È anche obbligatoria la presenza di una segnaletica permanente che indichi chiaramente la presenza dell'impianto FV (Figura 4-1) e la posizione dei dispositivi di sezionamento (Figura 4-2), in modo da agevolare l'intervento dei Vigili del Fuoco o di altri operatori in caso di emergenza.



Figura 4-1: cartellonistica presenza impianto FV



Figura 4-2: cartellonistica posizione dispositivi sezionamento impianto FV

I dispositivi di sgancio devono essere installati in posizione idonea, preferibilmente all'esterno o in prossimità dell'edificio servito, e devono essere segnalati in modo permanente. È fondamentale che siano chiaramente identificabili anche dai soccorritori, per consentire l'intervento in sicurezza.

La guida sottolinea inoltre che, dove possibile, il sezionamento dovrebbe interrompere tutti i conduttori attivi in corrente continua, in modo da eliminare tensioni pericolose nelle parti a valle dei moduli. Questo è particolarmente importante in caso di intervento dei Vigili del Fuoco su edifici interessati da incendi, per evitare rischi di folgorazione.

L'integrazione di un impianto fotovoltaico oltretutto, non deve compromettere in alcun modo la funzionalità di altri impianti di sicurezza presenti nell'edificio, come quelli di spegnimento automatico, evacuazione fumi o ventilazione forzata (*EFC*). È necessario che l'installazione non ostacoli l'accesso alle vie di esodo o ai percorsi riservati ai mezzi di soccorso. Questo aspetto viene preso in considerazione per l'ampliamento del parco FV presente al capitolo 3.3 lasciando spazio calpestabile nel luogo di installazione dei nuovi moduli.

Un ulteriore aspetto fondamentale è la manutenzione periodica dell'impianto fotovoltaico, da eseguire secondo la normativa tecnica e il DM 1° settembre 2021. I controlli devono verificare lo stato dei cavi, il funzionamento dei dispositivi di sezionamento e l'integrità dei componenti soggetti a usura. Una corretta manutenzione garantisce la sicurezza e l'efficienza dell'impianto nel tempo.

Il rispetto delle disposizioni contenute nella Guida del 2012 è un passaggio fondamentale per garantire che gli impianti fotovoltaici non rappresentino un elemento critico dal punto di vista della sicurezza antincendio. L'approccio integrato alla progettazione, alla documentazione, alla manutenzione e alla segnalazione consente di mantenere elevati standard di sicurezza e di rispondere efficacemente ai requisiti richiesti per il rilascio del parere di conformità da parte del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco.

Questo significa che l'impianto fotovoltaico deve essere dotato di dispositivi di sezionamento chiaramente individuabili e facilmente accessibili, che permettano l'interruzione della generazione elettrica da parte dei moduli FV, almeno fino all'inverter. Questi dispositivi devono essere in grado di sezionare il generatore Fotovoltaico in maniera tale da evitare che l'impianto elettrico all'interno del compartimento/fabbricato possa rimanere in tensione ad opera dell'impianto Fotovoltaico stesso.

Come chiarito nella nota prot. n. 11913 dei Vigili del Fuoco, allegata alla guida per l'installazione di impianti fotovoltaici, risulta fondamentale prevedere un dispositivo di sezionamento sotto carico, azionabile da remoto, da collocare immediatamente dopo il punto di ingresso dei cavi provenienti dai pannelli fotovoltaici nel compartimento antincendio.

Tale misura è necessaria per garantire che ogni parte attiva dell'impianto elettrico situata all'interno del compartimento possa essere prontamente messa in

sicurezza in caso di emergenza. La nota specifica che tutto ciò che si trova a monte di tale dispositivo deve essere ubicato all'esterno del compartimento oppure, se interno, in un locale tecnico separato e protetto, con caratteristiche di resistenza al fuoco adeguate.

Da quanto riportato nel documento si evince che, sebbene le caratteristiche costruttive e la posizione esatta del dispositivo rientrino tra le scelte progettuali, esse devono comunque rispondere alla logica della massima sicurezza antincendio, con particolare attenzione al sezionamento immediato all'ingresso dell'ambiente protetto.

La nota, quindi, fornisce un'indicazione chiara: il sezionamento deve avvenire a ridosso dell'ingresso nel compartimento antincendio, rendendolo un punto strategico di controllo e sicurezza dell'impianto FV.

4.2.3 Disposizioni da norma CEI 64/8 [30]

4.2.3.1 Cartellonistica impianto FV e tensioni residue

Un altro aspetto fondamentale per la sicurezza e la corretta gestione degli impianti fotovoltaici è trattato nel punto *712.514.101* della *Norma CEI 64-8/7*, il quale stabilisce l'obbligo di fornire avvertenze ben visibili che segnalino la presenza dell'impianto fotovoltaico. Tali indicazioni hanno lo scopo di informare in modo efficace il personale potenzialmente coinvolto in operazioni sull'impianto elettrico, come manutentori, ispettori, operatori della rete di distribuzione pubblica e soprattutto il personale di emergenza.

A tal fine, la norma prescrive l'affissione di un cartello segnaletico conforme alla Figura 4-3, da posizionare nei seguenti punti strategici:

- all'origine dell'impianto elettrico;
- in corrispondenza dei contatori, qualora questi siano installati in posizione separata rispetto all'origine;
- sull'unità di consumo o sul quadro di distribuzione collegato all'alimentazione fornita dal convertitore (inverter).

Tale cartello deve essere permanente, chiaramente leggibile e resistente agli agenti esterni, in modo da garantire la durabilità e la visibilità nel tempo, anche in condizioni ambientali sfavorevoli.

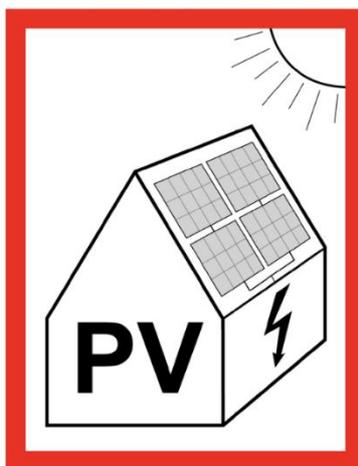


Figura 4-3: cartello di segnalazione presenza di un impianto fotovoltaico

In aggiunta, la norma al punto 712.514.102 impone che ogni punto di accesso alle parti attive in corrente continua, come quadri di distribuzione e scatole di giunzione, sia provvisto di una marcatura permanente che segnali il potenziale pericolo residuo. In particolare, è richiesto un avviso che indichi come le parti attive possano rimanere sotto tensione anche dopo l'intervento dei dispositivi di sezionamento, ad esempio tramite la dicitura: "IMPIANTO SOLARE IN C.C. Le parti attive possono essere ancora sotto tensione dopo il sezionamento".

Infine, il punto 712.514.103 specifica che tutti i convertitori (inverter) devono riportare un'indicazione ben visibile secondo cui, prima di qualsiasi intervento tecnico, è obbligatorio procedere al sezionamento sia sul lato in corrente continua (c.c.) che sul lato in corrente alternata (c.a.). Anche questa informazione deve essere marcata in modo permanente sul dispositivo.

Queste prescrizioni rientrano in un più ampio insieme di misure di sicurezza passiva, che puntano a garantire la consapevolezza dei rischi residui e a facilitare l'adozione di comportamenti corretti da parte di chi opera sugli impianti, soprattutto in condizioni di emergenza.

4.2.3.2 Sistemi di accumulo

Secondo la norma *CEI 0-21* [8], un sistema di accumulo è un insieme di dispositivi e logiche di controllo in grado di assorbire e rilasciare energia elettrica, funzionando in parallelo con la rete o modificandone i profili di scambio (immissione/prelievo). Viene riportata la classificazione di tali sistemi presente nella normativa:

“Qualsiasi sistema di accumulo, anche se connesso sul lato c.c. di un impianto di produzione, è da considerarsi sempre un generatore.”

La *CEI 64-8/5* [30] (*Sezione 551*) conferma questa classificazione, includendo gli accumulatori elettrochimici tra le sorgenti di alimentazione dei gruppi generatori a bassa tensione, insieme a moduli fotovoltaici, motori e turbine.

Di conseguenza, i sistemi di accumulo devono essere trattati come veri e propri generatori anche sotto il profilo della sicurezza antincendio. Ciò implica, in particolare, la necessità di prevedere idonei dispositivi di sezionamento anche sul lato in corrente continua, al fine di garantire la disconnessione e la messa in sicurezza dell'impianto in caso di emergenza.

4.2.3.3 Dispositivi di sezionamento

Nell'ambito degli impianti elettrici, i dispositivi di sezionamento e di comando rivestono un ruolo fondamentale per garantire sicurezza e funzionalità. La norma *CEI 64-8*, nella *Parte 5, Sezione 537*, definisce i criteri generali per la scelta, l'installazione e l'impiego di questi dispositivi. [30]

La *Sezione 537* si occupa delle prescrizioni relative al sezionamento, fornendo indicazioni tecniche per i dispositivi che devono essere rispettate per poter essere considerati idonei.

Un punto importante riguarda la presenza di più alimentazioni in un impianto o in un'apparecchiatura: in questi casi, deve essere prevista una segnalazione chiara e permanente per avvisare chi accede all'interno del sistema della necessità di disconnettere tutte le alimentazioni, a meno che non sia presente un sistema di interblocco che garantisca il sezionamento completo.

I dispositivi utilizzati per il sezionamento devono essere esplicitamente riconosciuti per tale funzione dalle rispettive norme di prodotto. Devono garantire l'interruzione completa di tutti i conduttori attivi collegati all'alimentazione.

È importante sottolineare che i dispositivi a semiconduttori non possono essere considerati validi per il sezionamento, perché non garantiscono le condizioni di sicurezza richieste in caso di apertura del circuito.

4.2.3.4 *Sezionamento in condizioni di emergenza*

In particolari situazioni in cui l'impianto elettrico, o una sua parte, si trovi esposto a un rischio di folgorazione o ad altri pericoli di natura elettrica, può rendersi necessaria un'interruzione rapida dell'alimentazione. In questi casi si parla di **interruzione di emergenza**, una manovra che ha lo scopo di rendere sicura l'area interessata eliminando la presenza di tensione.

Per garantire l'efficacia di tale manovra, la scelta e l'installazione dei dispositivi deputati a questo scopo devono seguire quanto prescritto negli articoli specifici della norma, in particolare quanto riportato al punto 537.2 della norma CEI 64-8. È importante ricordare che non tutti gli interruttori assicurano la funzione di sezionamento in posizione aperta, è opportuno quindi seguire le indicazioni fornite dai costruttori. [30]

I dispositivi di comando e arresto di emergenza devono essere dimensionati per interrompere la corrente di pieno carico del tratto di impianto interessato.

Il comando di emergenza può essere realizzato in due modi: tramite un singolo dispositivo capace di interrompere direttamente l'alimentazione, oppure attraverso una combinazione di apparecchi che possano essere manovrati con un'unica azione per ottenere lo stesso risultato.

Tra gli strumenti utilizzabili per l'interruzione e l'arresto di emergenza, troviamo sia interruttori posti sul circuito principale, sia pulsanti e dispositivi simili installati sul circuito di comando. Questi dispositivi devono garantire l'apertura del circuito principale, sia tramite comando manuale diretto, sia con comandi elettrici a distanza (ad esempio attraverso contattori o interruttori). In quest'ultimo caso, è essenziale che l'apertura avvenga per diseccitazione delle bobine o mediante altre tecniche equivalenti in termini di sicurezza, come ad esempio il comando a lancio

di corrente, purché accompagnato da una chiara e permanente segnalazione dello stato del circuito.

Anche in questo caso viene fornita una indicazione riguardante la localizzazione degli organi di comando di questi dispositivi (maniglie, pulsanti, ecc.) che devono essere chiaramente identificabili, preferibilmente con colore rosso su sfondo contrastante, evitando l'uso di semplici scritte come unico elemento distintivo. Devono inoltre essere facilmente accessibili nei punti in cui può verificarsi un pericolo, e ove necessario, anche in altre postazioni da cui si possa intervenire in sicurezza.

La disposizione degli organi di comando deve consentire una rapida identificazione e un utilizzo semplice e immediato. Inoltre, tali organi devono poter essere bloccati o immobilizzati nella posizione di "aperto" o "fermo".

Infine, una volta azionato un dispositivo di emergenza, la rialimentazione dell'impianto non deve avvenire automaticamente, ma solo a seguito di un'azione volontaria e consapevole. Anche nel caso in cui l'arresto sia avvenuto a distanza, il rilascio del dispositivo non deve comportare il ripristino automatico dell'alimentazione. È fondamentale che la funzione di emergenza abbia sempre la precedenza assoluta su qualsiasi altra funzione di sicurezza dell'impianto e che non possa essere in alcun modo compromessa da altri comandi.

4.3 Interventi Realizzati nel Laboratorio PVZEN

4.3.1 La situazione nel Laboratorio PVZEN

Il laboratorio PVZEN presenta sia pannelli fotovoltaici che sistemi di accumulo con una forte indipendenza dalla rete elettrica, funzionando come una micro-rete. Questa caratteristica gli consente di operare autonomamente rispetto al resto dell'impianto del Politecnico.

L'assenza di alimentazione dalla rete non costituisce in funzionamento normale quindi una problematica per il laboratorio, poiché è in grado di alimentarsi autonomamente, definendo l'impianto come *off-grid*.

Tuttavia, questo comportamento può diventare un problema quando la disalimentazione dell'impianto del Politecnico avviene per motivi di sicurezza, ad esempio per un incendio con intervento dei vigili del fuoco, poiché si prevede che l'assenza di tensione si estenda a tutte le sue parti, incluso il laboratorio.

Nasce quindi l'esigenza di prevedere un sistema automatico di sicurezza che garantisca la disalimentazione anche del laboratorio PVZEN in caso di emergenza.

In fase di progettazione è stata valutata la possibilità di installare dispositivi per il sezionamento remoto dei gruppi di moduli fotovoltaici. Attualmente, tale soluzione non è obbligatoria, in quanto non esistono normative specifiche che ne regolamentino l'installazione, l'impiego e la certificazione, e non vi sono sufficienti garanzie sull'affidabilità di questi sistemi nel lungo periodo. Tuttavia, nel caso specifico del progetto PVZEN, è stato comunque previsto il sezionamento dei moduli FV tramite dispositivi forniti da TIGO, con l'obiettivo di sperimentarne l'efficacia e raccogliere dati utili a una futura valutazione tecnica. Questi dispositivi saranno descritti più nel dettaglio nelle sezioni successive.

Rimane in ogni caso obbligatoria l'installazione di un comando di emergenza, chiaramente segnalato e facilmente accessibile all'interno del compartimento o fabbricato, in grado di sezionare tutte le fonti di alimentazione (moduli fotovoltaici, sistemi di accumulo e rete) per garantire l'assenza di tensione in situazioni critiche.

4.3.2 Sezionamento lato AC

Il sezionamento AC dell'impianto è stato realizzato attraverso l'installazione di diversi contattori, posizionati in varie sezioni per garantire una gestione sicura e automatizzata delle linee elettriche.

Il relè di presenza tensione (C1) è collegato a valle dell'interruttore generale (L1/N1), all'interno del quadro AC principale. Questo dispositivo rileva l'eventuale mancanza di tensione dalla rete, la quale può essere l'unica fonte in grado di mettere in tensione il nodo a cui è collegato, poiché gli inverter non impongono un riferimento di tensione sulla porta AC-IN. In caso di assenza di rete, C1 interrompe un i contattori C12 e C13. I contattori C12 e C13 sono stati installati per sezionare rispettivamente le linee a valle degli interruttori Ifm2 e Ipreda3. Tali linee alimentano i piani sottostanti al laboratorio PVZEN. Il riarmo avviene in modo automatico alla presenza di tensione lato rete. Durante la progettazione è stato accurato che tale relè risultasse rindondante nel comandare gli altri contattori, pertanto non è stato installato (schema in Figura 4-4) . La numerazione dei contattori installati non è stata aggiornata e pertanto partirà dal numero 2.

Controllo alimentazione L1/N1

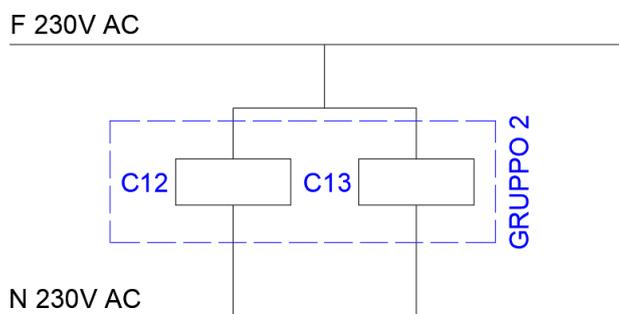


Figura 4-4: schema controllo contattori presenza alimentazione

I contattori C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8 e C9 sono stati predisposti per il sezionamento delle porte AC-IN e AC-OUT di ciascun inverter. Questi dispositivi sono comandati a 230V AC e permettono il sezionamento selettivo e indipendente di ogni inverter. Lo schema di collegamento è fornito in Figura 4-5.

Il relè C10 è stato installato per sezionare l'alimentazione al sistema TIGO. Anche in questo caso in fase di progettazione si è visto che tale relè sarebbe risultato un rindondante, pertanto è stata prevista l'alimentazione del sistema TIGO

direttamente da L14/N14 come in Figura 4-5. La sua funzione verrà approfondita nel paragrafo dedicato al sezionamento DC.

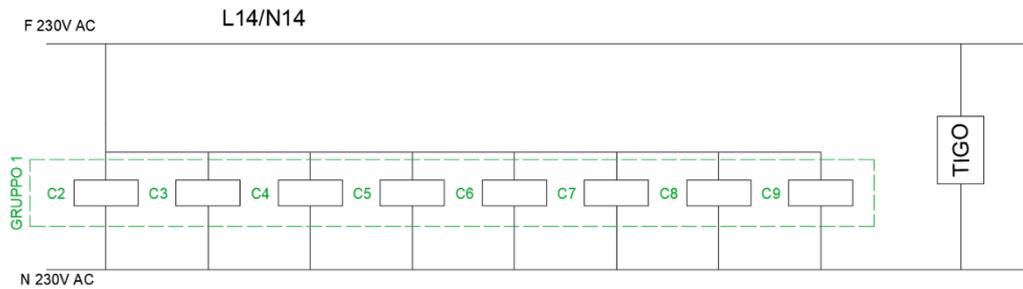


Figura 4-5: schema controllo contattori AC-IN e AC-OUT e TIGO

Il contattore C11 consente il sezionamento dei dispositivi alimentati dell’UPS, è posizionato a valle dello stesso, per interrompere l’alimentazione in condizioni di emergenza o manutenzione. Il contattore C14 è stato previsto per forzare lo spegnimento dell’UPS, andando ad agire direttamente sulla batteria interna di alimentazione. Questi due contattori presentano bobina di comando a 12V DC e prendono alimentazione dalla batteria interna dell’UPS. È stato necessario prevedere il contattore C14 in quanto l’UPS Legrand, già descritto nel capitolo 2.2.2, non presentava un ingresso che permettesse lo *shutdown* del dispositivo mediante sgancio di corrente. Viene fornito lo schema di comando in Figura 4-6.

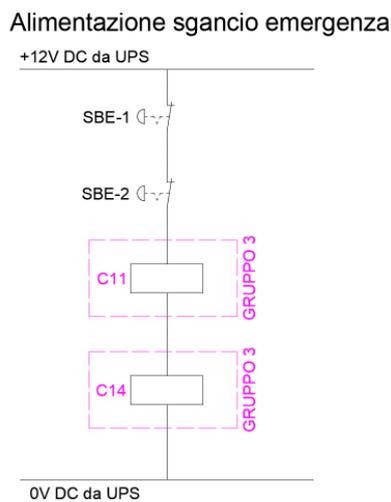


Figura 4-6: schema controllo alimentazione sgancio emergenza

Viene fornito uno schema di collegamento dei contattori C11 e C14 con particolari dell'interno dell'UPS in Figura 4-7. I pulsanti a fungo SBE-1 e SBE-2 verranno spiegati nel funzionamento del sistema.

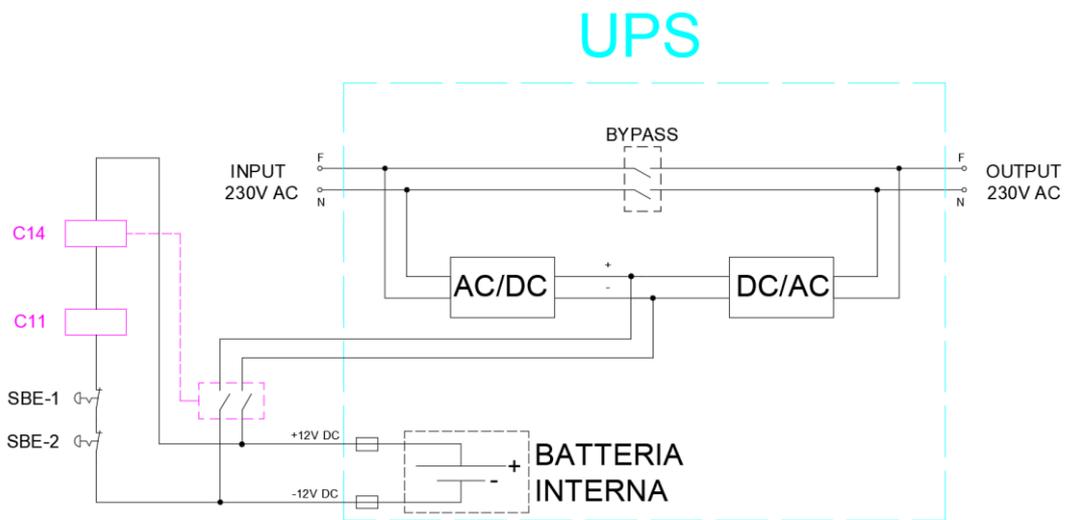


Figura 4-7: schema collegamento C11 e C14

Nella tavola 3 allegata sono riportati gli schemi automazioni visti precedentemente.

Per una più facile comprensione viene fornita anche una rappresentazione in *configurazione serie* sotto forma di schema a blocchi riportante la posizione di installazione dei contattori in Figura 4-8. In tale schema vengono anche riportati i punti di presa alimentazione per i contattori.

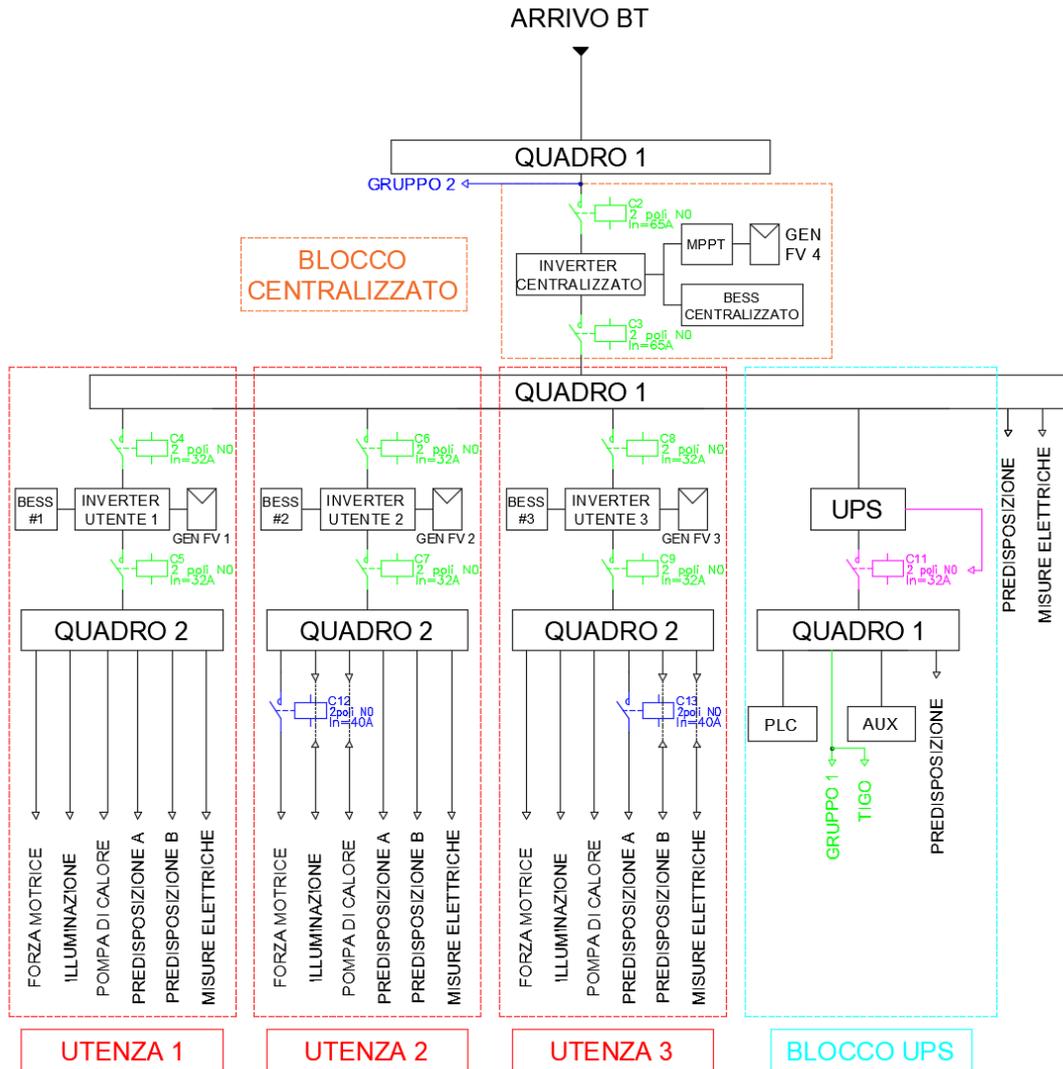


Figura 4-8: schema a blocchi “serie” posizionamento contattori

4.3.3 Sezionamento lato DC

4.3.3.1 Sistema TIGO

Nel contesto della progettazione e realizzazione del laboratorio PVZEN, particolare attenzione è stata dedicata al sezionamento del lato DC dell’impianto fotovoltaico, in conformità alle disposizioni normative analizzate nei capitoli precedenti. In particolare, si è fatto riferimento alle indicazioni contenute nel D.P.R.

151/2011, nelle norme CEI 64/8 e nelle prescrizioni relative alla sicurezza antincendio degli impianti FV.

A tal fine, è stato individuato un sistema di spegnimento rapido conforme agli standard di sicurezza internazionali, basato sulla tecnologia sviluppata da TIGO, che verrà installato nella seconda parte dei lavori che saranno svolti dalla Omnianet.

Il sistema di spegnimento rapido TIGO (*RSS, Rapid Shutdown System*) consente l'interruzione tempestiva e automatica della produzione fotovoltaica in caso di emergenza, ed è applicabile sia ad impianti nuovi che esistenti, in ambito residenziale e commerciale. [31]

Vengono proposti due moduli, TS4-A-F e TS4-A-2F (*MLPE - Module Level Power Electronics*). Il TS4-A-F è in grado di sezionare singolarmente l'uscita di un modulo fotovoltaico mentre il TS4-A-2F permette il sezionamento di due moduli contemporaneamente.



Figura 4-9: TS4-A-F della TIGO

Entrambi i dispositivi svolgono la stessa funzione di sicurezza e possono essere installati in modo misto nella stessa stringa. È stata anche richiesta una conferma di questa caratteristica, e si ha avuto conferma via mail direttamente dall'assistenza TIGO.

Il funzionamento del sistema si basa sull'utilizzo di un trasmettitore RSS che invia costantemente un segnale "keep-alive" attraverso la linea elettrica (*tecnologia Power Line Communication PLC*). In presenza del segnale, i moduli possono

produrre energia normalmente. In caso di perdita del segnale, come in una situazione di emergenza o spegnimento manuale, il sistema attiva il sezionamento automatico.



Tuttavia, si è infine optato per l'adozione esclusiva del modello TS4-A-F, nonostante l'aumento dei costi, per i seguenti motivi:

- maggiore semplicità di installazione: la configurazione con moduli singoli è più lineare e meno soggetta a errori;
- chiarezza didattica: in un contesto formativo, l'adozione di un unico tipo di componente rende più agevole la spiegazione del sistema e la comprensione da parte degli studenti.
- uniformità nell'impianto: una tipologia omogenea di moduli facilita la gestione, la manutenzione e la sostituzione in caso di guasti.

Durante lo studio di fattibilità sono stati sviluppati schemi di installazione che prevedessero entrambe le configurazioni:

- configurazione ibrida (Figura 4-11) (TS4-A-F abbinato a TS4-A-2F): studiata per adattarsi alle stringhe da 3 e da 4 moduli, presenti sia nell'impianto esistente che nei futuri sviluppi.

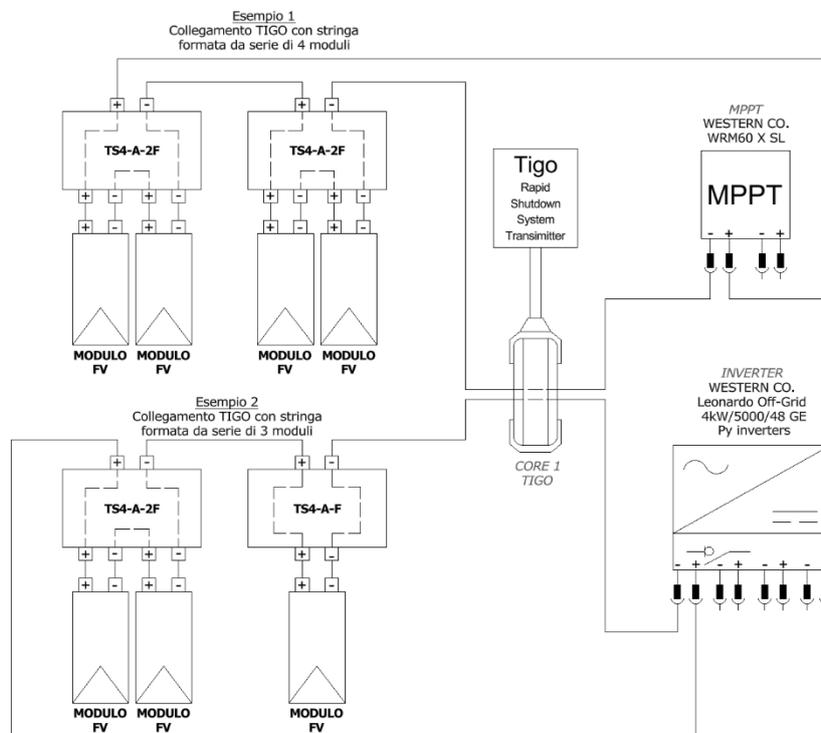


Figura 4-11: schema configurazione ibrida sistema TIGO

- configurazione definitiva (Figura 4-12) (solo TS4-A-F): scelta finale per i motivi sopra esposti, sebbene meno economica.

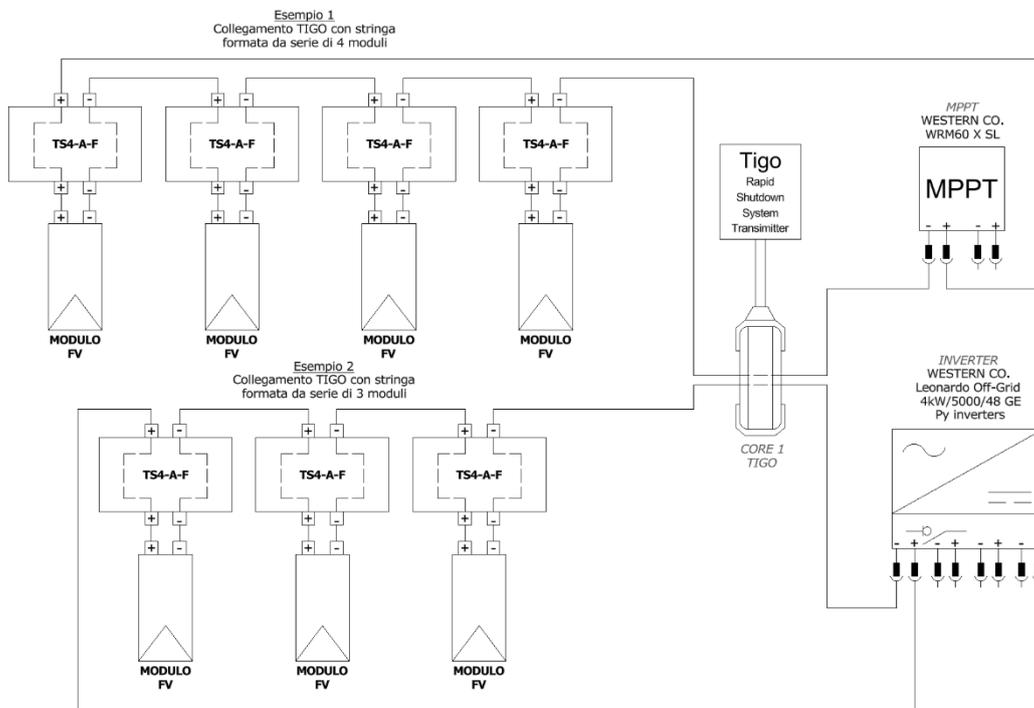


Figura 4-12: configurazione finale utilizzando solo TS4-A-F

Tali schemi sono stati utili per confrontare le varie soluzioni in termini di semplicità, economicità e chiarezza installativa, e vengono quindi presentati per documentare il processo decisionale. Lo schema di collegamento esempio è fornito in tavola 4 allegata

Dal punto di vista della progettazione tecnica, il sistema RSS adottato è stato dimensionato sulla base delle indicazioni contenute nel manuale di installazione TIGO. In particolare, per ogni trasmettitore RSS è possibile collegare fino a 10 conduttori negativi di stringa attraverso un singolo nucleo magnetico (*core*). [31]

I criteri di installazione prevedono:

- ≤ 10 conduttori negativi per ogni core;
- lunghezza massima dei cavi fotovoltaici fuori campo ≤ 300 m con un core;
- fino a 500 m con due core in serie.

Nel caso specifico del laboratorio PVZEN:

- le distanze in gioco sono contenute, ben al di sotto dei 300 metri;
- il numero di stringhe da sezionare è superiore a 10, per cui è stato sufficiente acquistare due nuclei magnetici;
- è stato sufficiente utilizzare un unico RSS transmitter, che può accettare fino a due core.

Questa configurazione consente di gestire in modo efficace il sezionamento delle stringhe, garantendo al tempo stesso il rispetto delle prescrizioni normative e l'adozione di un sistema didatticamente chiaro.

4.3.3.3 sezionamento degli impianti di accumulo presenti in PVZEN

Nel locale PVZEN sono installati diversi sistemi di accumulo Pylontech, per i quali si evidenziano due modalità di spegnimento remoto previste dal costruttore, come da documentazione tecnica ricevuta dall'assistenza ufficiale Pylontech:

- Spegnimento tramite comunicazione (*CAN o RS485*).

Il sistema può essere spento inviando un comando attraverso protocolli di comunicazione CAN oppure RS485 mediante comandi specifici forniti dal produttore.

Tuttavia, questa modalità non può essere considerata attendibile ai fini della sicurezza, poiché dipende dalla presenza e dal corretto funzionamento dell'inverter o del controller, i quali sono a loro volta alimentati dal sistema che si vuole disattivare.

- Spegnimento tramite porta a contatto pulito (*dry contact*),

È possibile fornire un segnale di tensione (< 25 V) simultaneamente ai pin 1 e 2 del connettore dry contact presente sul modulo BMS, che determina lo spegnimento del modulo batteria.

4.3.3.4 Criticità di sicurezza e limitazioni del sistema attuale

Viene riportato un aspetto importante: il produttore specifica che, in caso di incendio, la disconnessione della fonte di alimentazione (lato inverter) deve avvenire **prima** di qualsiasi tentativo di spegnimento delle batterie.

Infatti, se la batteria si trova in fase di carica, non è possibile effettuare lo spegnimento né tramite comunicazione né tramite contatto pulito.

Ne consegue che non esiste ad oggi un metodo affidabile di sezionamento passivo o meccanico delle batterie Pylontech integrato nel sistema.

Per implementare un sistema di sezionamento sicuro della parte DC degli accumulatori, sarebbe necessario l'acquisto e l'installazione di contattori specifici per corrente continua, operazione che non verrà effettuata in PVZEN.

Il sistema manterrà quindi una porzione in tensione anche in condizioni di emergenza, facendo riferimento alla deroga attualmente disponibile.

4.3.3.5 Considerazioni finali

La situazione descritta rappresenta una criticità rilevante per la sicurezza elettrica del sistema.

Ad oggi, non esiste una normativa tecnica che imponga ai produttori di sistemi di accumulo l'adozione di dispositivi di sezionamento sicuri ed efficaci in caso di emergenza, in particolare antincendio.

Questo evidenzia una lacuna normativa e rende necessario mantenere un'attenta valutazione del rischio residuo e dei protocolli di intervento in presenza di accumuli energetici.

4.3.4 Automazione del sistema antincendio

4.3.4.1 Obiettivi del sistema

L'automazione del sistema antincendio nel laboratorio PVZEN ha come obiettivo principale quello di garantire la sicurezza delle persone e delle apparecchiature in caso di emergenza, mediante il sezionamento controllato dell'impianto elettrico e la gestione intelligente delle situazioni critiche.

A tale scopo, il sistema è stato progettato per rilevare condizioni di allarme, comunicare tra i dispositivi coinvolti e intervenire automaticamente sulla disalimentazione delle sezioni dell'impianto, secondo logiche predefinite.

4.3.4.2 Dispositivi installati

L'automazione del sistema antincendio è stata realizzata utilizzando esclusivamente dispositivi semplici, affidabili e facilmente ispezionabili: pulsanti a fungo, relè e contattori. Non sono stati impiegati PLC o logiche programmabili, proprio per favorire la trasparenza del funzionamento e la comprensione anche da parte di personale non specializzato, come i Vigili del Fuoco o gli operatori del laboratorio.

I pulsanti a fungo rappresentano il fulcro dell'intervento manuale: verranno installati nella seconda fase dei lavori, in punti strategici e opportunamente segnalati tramite cartellonistica, come previsto dalle normative richiamate nel capitolo 4.2.2.

Sono stati individuati due punti idonei per il loro posizionamento, corrispondenti alle vie di accesso principali al laboratorio. L'ingresso al PVZEN avviene infatti tramite una porta esterna o attraverso un corridoio interno proveniente dal locale UTA. Per garantire la possibilità di attivazione immediata delle procedure di messa in sicurezza da entrambe le direzioni, è stato previsto l'inserimento di un pulsante in prossimità dell'ingresso esterno (SBE-1) e uno in posizione interna (SBE-2). Tali pulsanti erano già stati affrontati nello schema di comando a in Figura 4-6 e Figura 4-7 disponibili in sezione 4.3.2.

Per facilitare la comprensione del posizionamento, viene fornita una planimetria con indicazione dei punti di installazione, accompagnata da foto reali della struttura.

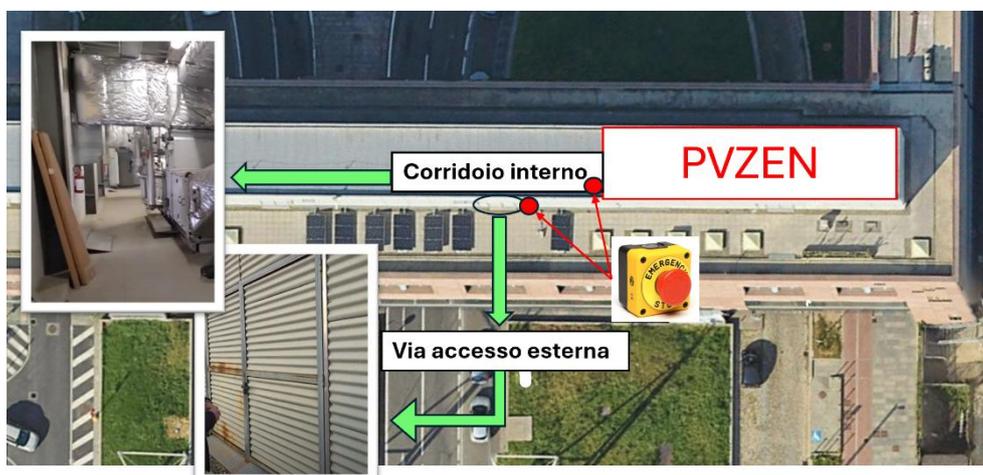


Figura 4-13: planimetria con dettaglio posizionamento dei pulsanti SBE

I pulsanti a fungo, quando azionati, attivano una catena di comando basata su relè di interfaccia e contattori di potenza, che sezionano selettivamente le linee elettriche secondo la logica progettata per ciascuno dei casi di emergenza previsti.

Questa configurazione garantisce il sezionamento tempestivo e sicuro dell'impianto, sia in condizioni di emergenza effettiva (ad esempio in caso di incendio), sia in caso di interruzione della rete elettrica o durante attività di manutenzione. La scelta di questa soluzione consente di ottenere un sistema affidabile, facilmente spiegabile e immediatamente utilizzabile, in piena coerenza con la finalità didattica del laboratorio e con le esigenze operative in contesto di emergenza.

4.3.4.3 Integrazione con la rete elettrica

Durante la progettazione del sistema è stata considerata la modalità tipica di intervento dei Vigili del Fuoco in caso di incendio: come prima azione, viene generalmente eseguita la disalimentazione della cabina elettrica principale o dei quadri generali di bassa tensione.

È quindi fondamentale che il sistema antincendio sia integrato con la rete in modo che l'intervento di disalimentazione sia riconosciuto e interpretato correttamente, evitando falsi positivi o disattivazioni improprie.

Durante la progettazione, sono stati individuati scenari distinti, ciascuno dei quali comporta diverse modalità di gestione dell'impianto:

- CASO 1: mancanza di tensione da rete a causa di guasto o manutenzione;
- CASO 2: intervento dei Vigili del Fuoco per situazione di incendio;
- CASO 3: emergenza interna o manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione parziale o totale del laboratorio

Per ciascun caso è stata definita una procedura dedicata, redatta in documentazione scritta e mantenuta a disposizione in laboratorio, così da poter essere consegnata rapidamente alle squadre di soccorso in caso di intervento. Tale documentazione sarà inoltre integrata con planimetrie e schemi elettrici semplificati.

Sono state valutate diverse soluzioni impiantistiche, viene descritta e riportata solamente quella che è stata scelta all'unanimità dai professori e personale coinvolto nella progettazione.

Dopo analisi e simulazioni, è stata scelta una configurazione con intervento parziale in mancanza di rete e un intervento totale attuato con pulsanti a fungo in modo da limitare lo shutdown alle sole situazioni realmente critiche, come l'intervento dei Vigili del Fuoco, mantenendo operativo il laboratorio in caso di blackout o manutenzione non critica.

Questa scelta rispetta le prescrizioni di sicurezza ed evita inutili interruzioni del servizio e della sperimentazione attuata nel laboratorio PVZEN, mantenendo comunque la totale sicurezza del personale e degli impianti.

4.3.4.4 CASO 1 mancanza di tensione da rete : INTERVENTO PARZIALE

In caso di assenza di tensione dalla rete elettrica principale, il laboratorio, grazie alla sua configurazione di microrete autonoma, non risente direttamente della disalimentazione e continua a funzionare in modalità isola. Tuttavia, la mancata alimentazione può derivare da diverse cause: un guasto accidentale, un intervento di manutenzione, oppure una disalimentazione forzata per motivi di sicurezza, come l'intervento dei Vigili del Fuoco.

Poiché il sistema non è in grado di discriminare automaticamente la causa della disalimentazione lato rete, è necessario prevedere un automatismo che consenta, in ogni caso, la messa in sicurezza dell'impianto anche dal lato laboratorio. Questo per evitare che, durante un eventuale intervento esterno, porzioni dell'edificio rimangano inaspettatamente alimentate.

Dal punto di vista tecnico, gli inverter installati nel laboratorio non possono immettere potenza sulla linea AC-IN in assenza del riferimento di tensione lato rete. In tale condizione, il laboratorio passa automaticamente in modalità isola, interrompendo gli scambi con la rete, ma mantenendo attiva l'alimentazione interna, agevolando quindi automaticamente una parte di sicurezza elettrica.

Il nodo critico si presenta però nel fatto che alcune linee di uscita, come la forza motrice dell'utente 2 (verso il laboratorio Carullo al III piano) e la predisposizione A dell'utente 3 (verso i server DET al IV piano), continuano a portare tensione verso locali esterni al laboratorio. Questo rappresenta un rischio significativo nel caso in cui siano in corso attività di manutenzione nei suddetti locali: un operatore, ritenendo l'impianto totalmente disalimentato, potrebbe accidentalmente entrare in contatto con elementi ancora in tensione, alimentati proprio dalla microrete.

Per prevenire tale pericolo, è stato quindi previsto un primo sistema di sgancio automatico di sicurezza che, in caso di mancanza di tensione dalla rete, interrompa l'alimentazione di queste linee verso l'esterno, isolando completamente il laboratorio. Lo schema e il funzionamento di tale automazione è già stato presentato in Figura 4-4 consultabile nella sezione 4.3.2.

4.3.4.5 CASO 2: *Intervento dei Vigili del Fuoco : INTERVENTO TOTALE*

In caso di attivazione di uno dei pulsanti di emergenza (SBE-1 o SBE-2), il contattore C11 si apre, determinando lo spegnimento dell'UPS, come previsto dallo schema di comando riportato in tavola 3. L'apertura del contattore comporta la disalimentazione dell'interruttore Iaux, causando l'interruzione automatica dell'alimentazione anche per i contattori di sezionamento in AC e del sistema TIGO.

Tale configurazione garantisce l'arresto parziale e immediato delle fonti di energia del laboratorio in caso di emergenza, ad eccezione dei sistemi di accumulo.

Come evidenziato nelle analisi precedenti, i sistemi di accumulo installati non prevedono una funzionalità nativa di spegnimento completo, pertanto non è possibile garantire il sezionamento totale di tutte le fonti di alimentazione presenti nel sistema PVZEN.

Tale condizione è riconducibile al fatto che, come descritto nei paragrafi precedenti, non è stato realizzato un sezionamento della parte DC degli accumulatori, in quanto l'integrazione di tale funzione comporterebbe un incremento significativo dei costi di realizzazione dell'impianto.

Nonostante ciò, il sezionamento a monte e a valle degli inverter assicura che, in caso di intervento da parte dei Vigili del Fuoco, i quadri principali e secondari risultino privi di tensione. Tuttavia, è importante segnalare che i cavi di collegamento tra gli inverter e i contattori del quadro principale potrebbero comunque essere sotto tensione, alimentati dagli inverter e dai relativi sistemi di accumulo.

Per questo motivo è necessario segnalare chiaramente questa condizione tramite opportuna cartellonistica installata nei pressi dei quadri e degli inverter. Deve essere specificato nei documenti tecnici e nei piani di emergenza relativi all'impianto PVZEN, destinati agli operatori e ai servizi di emergenza (inclusi i Vigili del Fuoco), che il comportamento sopra descritto è previsto e documentato.

L'unico modo per garantire la disalimentazione totale dell'impianto consiste nel:

- premere il pulsante di emergenza per il sezionamento generale;
- spegnere manualmente le batterie dei sistemi di accumulo tramite gli appositi interruttori di accensione/spegnimento posti su ciascun modulo batteria (Figura 4-14), prima di qualsiasi intervento in prossimità dei quadri elettrici o degli inverter.



Figura 4-14: pulsanti spegnimento sistemi d'accumulo

Si assume che l'alimentazione da rete sia assente, poiché l'impianto elettrico dell'edificio viene disattivato mediante il proprio sistema antincendio, azionato preventivamente dai soccorritori prima dell'accesso alla zona laboratorio, secondo le procedure operative previste dai Vigili del Fuoco.

Per le operazioni di riarmo successive all'attivazione del sistema antincendio, si rimanda alla procedura dettagliata contenuta nella tesi di Franzolin.

4.3.4.6 CASO 3: manutenzione o emergenza interna PVZEN

Esistono diverse situazioni in cui è necessario procedere allo shutdown immediato dell'impianto di laboratorio. In tali casi, è sufficiente attivare uno dei pulsanti di emergenza (SBE-1 o SBE-2).

Si segnala tuttavia che, anche dopo l'attivazione di tali pulsanti, la fornitura in bassa tensione (BT) lato rete resterà attiva, mantenendo in tensione porzioni di impianto legato all'automazione. Ad eccezione del cavo trifase (3F) di fornitura BT, le porzioni alimentate sono completamente contenute all'interno del Quadro Principale.

Nel caso in cui si renda necessario disalimentare anche questa parte dell'impianto, sarà necessario accedere al locale QUFF10 e procedere con l'apertura dell'interruttore PVZEN, posizionato come descritto in 2.3.1.

Capitolo 5

5 Integrazione della Programmazione PLC nel Sistema PVZEN

5.1 Introduzione e contesto operativo

Nel laboratorio PVZEN è attivo un sistema di monitoraggio per l'acquisizione e la modifica dei dati provenienti da diversi dispositivi installati tra cui convertitori fotovoltaici, analizzatori di rete, accumulatori, simulatori di carichi e altri strumenti di misura. In una prima fase, la raccolta di questi dati veniva gestita tramite uno script MATLAB pianificato su un server di laboratorio, mediante un *time scheduler* interno. Lo script, scritto in ambiente MATLAB, si occupava di effettuare periodicamente interrogazioni sui dispositivi tramite protocollo Modbus, raccogliere i registri di interesse, e inviare i dati a un database centralizzato.

Nonostante il corretto funzionamento della soluzione, durante l'utilizzo sul campo sono emerse alcune criticità rilevanti:

- il sistema di pianificazione temporale basato su un *task scheduler software* si è dimostrato instabile, causando in più occasioni la perdita di campionamenti;
- la dipendenza dallo specifico ambiente di sviluppo e dal server locale rendeva la soluzione difficilmente replicabile in un contesto operativo più ampio o in scenari industriali reali.

In risposta a queste problematiche, si è scelto di trasferire la logica di acquisizione direttamente su un controllore a logica programmabile (*PLC*) già presente nel laboratorio. Questa scelta ha permesso di integrare il sistema di lettura

dati in un'architettura più stabile, affidabile e vicina a standard industriali, rendendolo più adatto a essere adottato in contesti di ricerca applicata o in impianti reali.

La nuova soluzione prevede l'interrogazione diretta dei dispositivi da parte del PLC tramite protocollo Modbus, il salvataggio dei dati su memoria locale (*SD card*), e la successiva gestione dei file CSV tramite uno script *Python* dedicato che si occupa dell'estrazione, della decodifica e della strutturazione dei dati.

5.2 Architettura del sistema di acquisizione

Il nuovo sistema di acquisizione dati del laboratorio PVZEN è stato progettato per sostituire il precedente approccio basato su uno script MATLAB avviato periodicamente. La nuova architettura sfrutta un *PLC* (programmato in linguaggio *Structured Text*) e uno script *Python* in esecuzione sul server presente in PVZEN, con l'obiettivo di rendere il sistema più stabile, automatico e replicabile.

Il *PLC* utilizzato è un *Modicon TM241CE40T/U* di Schneider Electric [32], installato all'interno del quadro elettrico del laboratorio. È dotato di interfaccia Ethernet integrata (utilizzata per la comunicazione *Modbus TCP* con i dispositivi) e di uno slot *SD* sfruttato per salvare i dati in formato CSV. Al PLC sono collegati due moduli di espansione della famiglia TM3 come visibile in Figura 5-1:

- *TM3DQ16T/G* (uscite digitali) [33]
- *TM3DI8/G* (ingressi digitali) [34]

Alle uscite digitali del modulo *TM3DQ16T/G* sono collegati dei mini relè *RSLIPVPU* della serie *Harmony* di Schneider Electric. Questi relè, larghi solo 6 mm, sono preassemblati con zoccolo e LED di stato, e supportano una corrente nominale fino a 6 A. La loro compattezza e affidabilità li rende ideali per applicazioni industriali dove lo spazio nel quadro è limitato . [35]

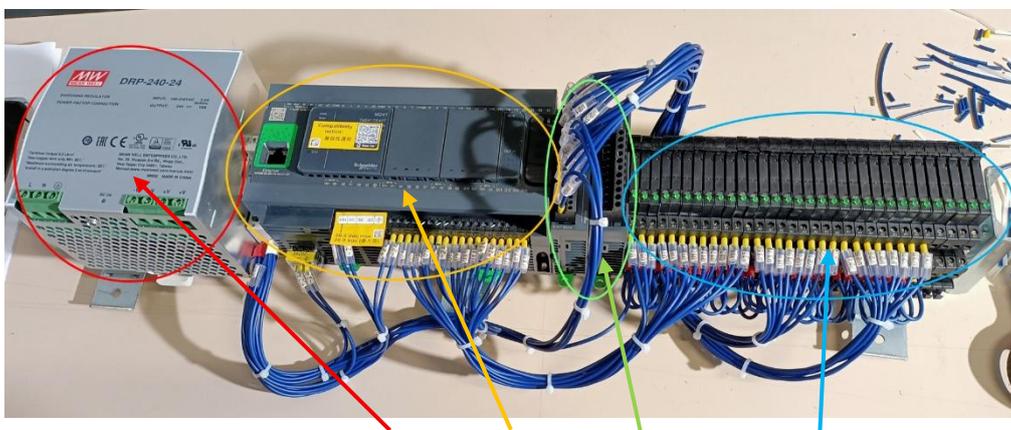


Figura 5-1: alimentatore, PLC, moduli espansione e relè

Il funzionamento può essere suddiviso in due parti principali:

1) **PLC (acquisizione e salvataggio dati):**

Il *PLC*: comunica via *Modbus TCP* con i dispositivi per leggere in modo ciclico i valori elettrici di interesse (tensione, corrente, potenze, energie, ecc.). Ogni minuto il *PLC* salva questi dati in file *CSV* sulla propria memoria interna, generando un file per ogni giorno e accumulando tutte le misure giornaliere.

2) **Server PVZEN + Script Python (post-processing):**

Un piccolo programma Python gira sul server PVZEN e, a intervalli regolari, si collega via *FTP* al *PLC* per scaricare i file *CSV*. Una volta ottenuti i dati, lo script li rielabora: divide le misure per dispositivo (ASITA 01, ASITA 02, convertitore 1, convertitore 2, ecc.) e riorganizza i file con intestazioni chiare, mappando i codici tecnici con nomi di variabili comprensibili e inviandoli a un database *MySQL*.

Un aspetto importante è che, se il server per qualche motivo non riesce a connettersi (ad esempio per un problema di rete), il *PLC* continua comunque a salvare i dati localmente. Questo significa che può anche essere previsto un recupero successivo dei file non scaricati in precedenza, senza perdere nessuna misura. In questo modo, anche in caso di disservizi temporanei, viene garantita la continuità nella raccolta dei dati.

5.3 Comunicazione Modbus TCP/IP e decodifica dei dati

In questa sezione viene descritto un aspetto centrale della programmazione: la gestione delle comunicazioni tramite protocollo *Modbus TCP/IP*, utilizzato sia dagli inverter Leonardo che dai dispositivi di misura Asita.

5.3.1 Il protocollo *Modbus TCP/IP*

Modbus TCP/IP è una variante del protocollo *Modbus* che utilizza *TCP/IP* e Ethernet come mezzi di trasporto per i messaggi. In pratica, un messaggio *Modbus* viene incapsulato all'interno di un pacchetto *TCP/IP*, mantenendo invariato il contenuto del protocollo applicativo *Modbus*. Questo approccio consente una comunicazione affidabile e standardizzata tra dispositivi compatibili, come *PLC*, inverter, sensori e software di supervisione. [36]

Ogni dispositivo *Modbus* mette a disposizione una serie di registri, ognuno dei quali è associato a una determinata grandezza o informazione. I registri da interrogare sono definiti dal produttore e specificati nel relativo datasheet o in documenti specifici. L'indirizzo IP e l'ID del dispositivo (*device address*) vengono invece assegnati in fase di configurazione e programmazione del sistema.

Nel protocollo *Modbus*, un registro ha dimensione 16 bit, ma molte delle informazioni fornite dai dispositivi (come tensioni, correnti, potenze ecc.) sono codificate su 32 bit.

Registri	1° REGISTRO																2° REGISTRO															
Byte	1								2								3								4							
Bit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Figura 5-2: dimensione dei registri Modbus

Per questo motivo, per ottenere il valore corretto, è necessario leggere due registri consecutivi e successivamente effettuare una decodifica del dato, che può variare in base alla codifica scelta dal produttore. Ad esempio si possono trovare numeri interi, numeri con la virgola (*float*).

Di seguito vengono riportati due esempi di rappresentazione di un numero in *FLOAT* e di un numero in *INT* con conversione in decimale.

5.3.1.2 Esempio di rappresentazione di un numero DINT

Per rappresentare un numero intero con segno secondo il formato DINT (Double Integer a 32 bit), si utilizza la codifica in complemento a 2, che consente di rappresentare valori positivi e negativi.

Il formato prevede:

- 32 bit totali;
- Il bit più significativo (MSB) è il bit di segno:
 - 0 = numero positivo
 - 1 = numero negativo;
- I restanti 31 bit rappresentano il valore, secondo la logica del complemento a 2.

Registri	1° REGISTRO															2° REGISTRO																		
Byte	1				2				3				4																					
Bit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Suddivisione dei Bit	S e g n o	VALORE																																
Esempio		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1

Figura 5-4: esempio di numero rappresentato in DINT

Ad esempio, il numero decimale “-13,25” viene troncato a -13 (in quanto il formato DINT non prevede la parte frazionaria) e codificato come segue:

- +13 in binario (32 bit): 00000000 00000000 00000000 00001101
- complemento a 2 per -13:
 - si invertono i bit: 11111111 11111111 11111111 11110010
 - si aggiunge 1: 11111111 11111111 11111111 11110011;

La formula generale per ricavare il valore decimale è:

$$\text{Valore} = \begin{cases} N, & \text{se } MSB = 0 \text{ (positivo)} \\ N - 2^{32}, & \text{se } MSB = 1 \text{ (negativo)} \end{cases} \quad (5-3)$$

Dove *N* è il valore interpretato come intero non segnato (*unsigned*).

5.3.2 Decodifica dei dati degli inverter Leonardo

Una particolarità importante emersa durante la programmazione riguarda il formato dei dati restituiti dagli inverter Leonardo. Questi dispositivi trasmettono numerosi parametri in formato *FLOAT* codificato secondo lo standard *IEEE 754*, con un ordinamento dei byte personalizzato (*GH EF CD AB*).

Nel contesto del linguaggio *ST* di *Machine Expert*, questo tipo di *FLOAT* viene decodificato come un tipo *REAL*. Per ottenere la rappresentazione corretta del dato numerico è stato necessario implementare una conversione che tenga conto dello *swap dei byte*, ovvero il riassettaggio dei byte nella corretta sequenza secondo la specifica *GH-EF-CD-AB*. Questo passaggio è fondamentale: una lettura diretta senza swap produrrebbe un numero errato o del tutto privo di senso.

Per esempio, se un dato è memorizzato nei registri holding [40001–40002] e [40003–40004], i 4 byte ricevuti andranno riorganizzati rispettando l'ordine definito dal costruttore prima di applicare la conversione in *REAL*. Viene fornito un esempio in Figura 5-5.

Bit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Byte ricevuti	GH							EF							CD							AB										
Byte riordinati	AB							CD							EF							GH										
Esempio																																
Byte ricevuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1
Byte riordinati	1	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5-5: swap dei byte e riassettaggio con esempio

5.3.3 Decodifica dei dati dei dispositivi Asita

Diversamente dagli inverter, i dispositivi Asita restituiscono le misure in formato intero a 32 bit (*DINT*). La decodifica in questo caso è più semplice rispetto al formato *FLOAT*, in quanto non richiede conversioni particolari: il PLC legge due registri consecutivi da 16 bit ciascuno, li unisce per ottenere un unico valore a 32 bit e lo interpreta direttamente come numero intero con segno. Questo processo viene gestito nel codice *Structured Text* del PLC attraverso operazioni di concatenazione e conversione automatizzate.

5.3.4 Fattori di conversione e interpretazione dei dati

Sia i dati provenienti dagli inverter Leonardo che quelli raccolti dai dispositivi Asita non rappresentano direttamente il valore fisico misurato, ma sono forniti in forma scalata. Ad esempio, una tensione potrebbe essere trasmessa come un numero intero 2300, che rappresenta in realtà 230,0 V, oppure una corrente come 156, corrispondente a 1,56 A.

Questo significa che, anche se i dati vengono restituiti come DINT (interi a 32 bit), possono comunque rappresentare misure con due cifre decimali, grazie all'applicazione di un fattore di scala (come 10 o 100).

Tali fattori di conversione sono esplicitamente indicati nei rispettivi datasheet dei dispositivi e devono essere sempre applicati dopo la decodifica dei dati grezzi. Trascurare questo passaggio comprometterebbe l'accuratezza delle misure e potrebbe portare a errori significativi nella visualizzazione o nell'analisi.

5.4 Ambiente di sviluppo: *EcoStruxure Machine Expert*

5.4.1 Panoramica generale

Lo sviluppo della logica di acquisizione e gestione dati è stato effettuato all'interno dell'ambiente *EcoStruxure Machine Expert*, software proprietario di Schneider Electric pensato per la programmazione dei *PLC Modicon*.

L'interfaccia grafica si presenta ordinata e strutturata per agevolare la gestione dei diversi componenti del progetto, tra cui:

- **Tasks**: permettono la definizione dei cicli di esecuzione dei vari blocchi logici;
- **POU** (*Program Organization Unit*): contengono il codice eseguibile, suddiviso in funzioni, blocchi funzione e programmi;
- **GVL** (*Global Variable List*): raccolgono le variabili globali accessibili da tutte le parti del progetto;
- **DUT** (*Data Unit Types*): definiscono strutture dati personalizzate per organizzare e convertire i valori letti.

Questa struttura modulare consente una gestione chiara e scalabile del progetto, utile in particolare per sistemi complessi o destinati a evolversi nel tempo.

5.4.2 Linguaggi disponibili

EcoStruxure Machine Expert supporta diversi linguaggi di programmazione secondo lo standard *IEC 61131-3*, tra cui:

- **LD** (*Ladder Diagram*);
- **FBD** (*Function Block Diagram*);
- **ST** (*Structured Text*);
- **IL** (*Instruction List*);
- **SFC** (*Sequential Function Chart*).

Per questo progetto si è scelto di utilizzare principalmente il linguaggio *Structured Text* (ST), per via della sua sintassi simile ai linguaggi di programmazione tradizionali (come *C* o *Python*), che risulta particolarmente adatta per la gestione di logiche complesse, manipolazione dati e strutture condizionali o iterative.

Inoltre, ST consente una maggiore flessibilità nella scrittura del codice e una leggibilità superiore quando si lavora con strutture dati articolate o con funzioni matematiche e di conversione, come richiesto nel nostro caso.

5.4.3 Criticità affrontate

Durante lo sviluppo sono emerse diverse criticità, affrontate e superate attraverso un approccio iterativo e sperimentale.

5.4.3.1 *Structured Text*

Un nuovo linguaggio di programmazione da apprendere: nonostante la sua versatilità, ST ha richiesto una fase iniziale di apprendimento, soprattutto perchè provenendo da esperienze con alternative di livello più alto o da ambienti meno orientati all'automazione industriale come *C* o *Python*, è risultato un linguaggio meno immediato.

5.4.3.2 *Scarsità di materiale ed esempi pratici*

Uno degli ostacoli principali è stata la limitata disponibilità di documentazione dettagliata e di esempi specifici, in particolare per l'uso combinato di librerie avanzate (come quelle *Modbus*) e la gestione file. Ciò ha richiesto un lavoro di sperimentazione e test sul campo continuo per arrivare al risultato previsto.

5.4.3.3 *Prima soluzione tentata: utilizzo dei "Modbus generic devices"*

Inizialmente si è provato a utilizzare la funzione automatica di configurazione dei dispositivi *Modbus* offerta dall'ambiente di sviluppo. Tuttavia, questa modalità ha mostrato dei limiti significativi: interrogando simultaneamente un numero elevato di dispositivi, la connessione risultava sovraccaricata, causando errori di comunicazione e instabilità nel ciclo di lettura. Questo comportamento è stato confermato da varie fonti online, tra cui forum ufficiali e documentazione

Schneider, che suggeriscono un approccio più controllato alla lettura dei registri Modbus.

5.4.3.4 *Soluzione efficace: blocco funzione READ_VAR*

La strategia più stabile si è rivelata quella di usare direttamente il blocco funzione READ_VAR, incluso nella libreria SEN (*PLCCommunication*).

Per evitare sovraccarichi e garantire la stabilità della comunicazione, si è implementata una macchina a stati che scandisce la lettura in modo sequenziale: ogni ciclo interroga un solo dispositivo e, solo dopo aver completato la lettura e la decodifica, passa al successivo.

Il blocco funzione Blink è stato utilizzato per gestire i tempi di attesa tra una lettura e l'altra, mentre sono state scritte funzioni dedicate per l'estrazione di data e ora dal modulo RTC interno al PLC, utili per la marcatura temporale dei dati.

5.4.3.5 *Decodifica dei dati letti*

Per una corretta interpretazione dei dati ricevuti in formato Modbus sono stati necessari diversi tentativi.

I registri restituiti dai dispositivi sono di tipo *WORD* (16 bit), ma le informazioni trasmesse possono essere più complesse e richiedere la lettura combinata di più registri (ad esempio, per ottenere un valore a 32 bit o un numero in virgola mobile di tipo *FLOAT*).

I dispositivi Leonardo restituiscono i dati in formato *FLOAT*, che il PLC ricostruisce leggendo due registri consecutivi e operando una conversione specifica, includendo anche l'inversione dei byte dove necessario.

I dispositivi Asita, invece, utilizzano il formato intero con segno a 32 bit (*DINT*). Anche in questo caso, la lettura avviene su due registri consecutivi, ma l'interpretazione risulta più diretta, in quanto non richiede conversioni complesse.

In entrambi i casi, è fondamentale applicare correttamente i fattori di conversione indicati nei rispettivi datasheet dei produttori, per ottenere valori leggibili e fisicamente significativi (come tensione, corrente, potenza attiva, ecc.).

5.4.3.6 Scrittura su CSV

Il sistema prevede la possibilità di esportare i dati acquisiti in formato CSV, utile per successive analisi o archiviazione. È importante configurare correttamente il delimitatore (ad esempio, il punto e virgola o la virgola) per garantire la compatibilità con software di lettura come Excel o strumenti di data analysis.

In una fase iniziale era stata ipotizzata la trasmissione diretta dei dati verso un database MySQL. Tuttavia, l'analisi dei cataloghi ha evidenziato che tale funzione non era nativamente supportata dal PLC e avrebbe richiesto l'uso di software aggiuntivi a pagamento. Considerando che il PLC consente l'accesso via FTP alla cartella di salvataggio dei file CSV, si è optato per una soluzione più economica ed efficiente: l'utilizzo di uno script Python esterno per leggere, decodificare e trasferire i dati al database MySQL. Tale procedura viene descritta nel dettaglio nelle sezioni successive.

5.5 La soluzione sviluppata

5.5.1 Architettura del sistema di lettura

La soluzione implementata si basa su un'architettura modulare, facilmente estendibile e replicabile. L'obiettivo principale è quello di acquisire in modo affidabile e periodico i dati dai dispositivi presenti nell'impianto, garantendo al contempo la possibilità di storicizzarli e analizzarli successivamente.

La logica di lettura è stata sviluppata mediante una macchina a stati, che scandisce in sequenza le operazioni da compiere per ciascun dispositivo. Ogni dispositivo viene interrogato ciclicamente tramite il protocollo *Modbus TCP*, utilizzando il blocco funzione *READ_VAR*, che consente di leggere i registri specificati.

I registri da leggere sono definiti dal produttore del dispositivo, mentre l'indirizzo *IP* e il relativo *Modbus ID* vengono assegnati in fase di configurazione dell'impianto. Ogni valore da acquisire è espresso su 32 bit, ma poiché ogni registro Modbus è largo 16 bit, la lettura viene effettuata su coppie di registri consecutivi. I dati ottenuti vengono poi decodificati per ottenere i valori fisici reali (tensione, corrente, potenza, ecc.).

La macchina a stati gestisce la lettura dei registri di un dispositivo alla volta, interpretandone i dati prima di procedere alla fase successiva, quella della scrittura dei risultati in un file CSV.

Per ogni tipologia di dispositivo (inverter, misuratori Asita, ecc.) è stata realizzata una logica dedicata ma replicabile, con l'uso di variabili e strutture dati (DUT *Data Unit Type*) comuni. La logica è quindi duplicata per ciascun dispositivo, differendo unicamente per gli indirizzi IP, gli ID e i registri di interesse.

Per una migliore comprensione dell'architettura complessiva, si riportano di seguito tre flowchart che descrivono le tre principali componenti del sistema:

- il processo di lettura dei dati da dispositivi tramite PLC e protocollo Modbus TCP;
- la scrittura dei dati acquisiti su file CSV nella memoria interna del PLC;
- la successiva decodifica e trasmissione dei dati al database MySQL mediante uno script Python eseguito su server esterno.

5.5.1.1 Flowchart 1 – Lettura dei dispositivi via Modbus TCP

La Figura 5-6 rappresenta la logica di lettura implementata nel PLC, basata su una macchina a stati che gestisce la comunicazione Modbus TCP con i dispositivi configurati. Per ogni ciclo, il sistema interroga un dispositivo alla volta, legge i registri necessari, li decodifica e prepara i dati per la successiva scrittura.

Il codice sorgente Structured Text corrispondente è riportato in Allegato A.

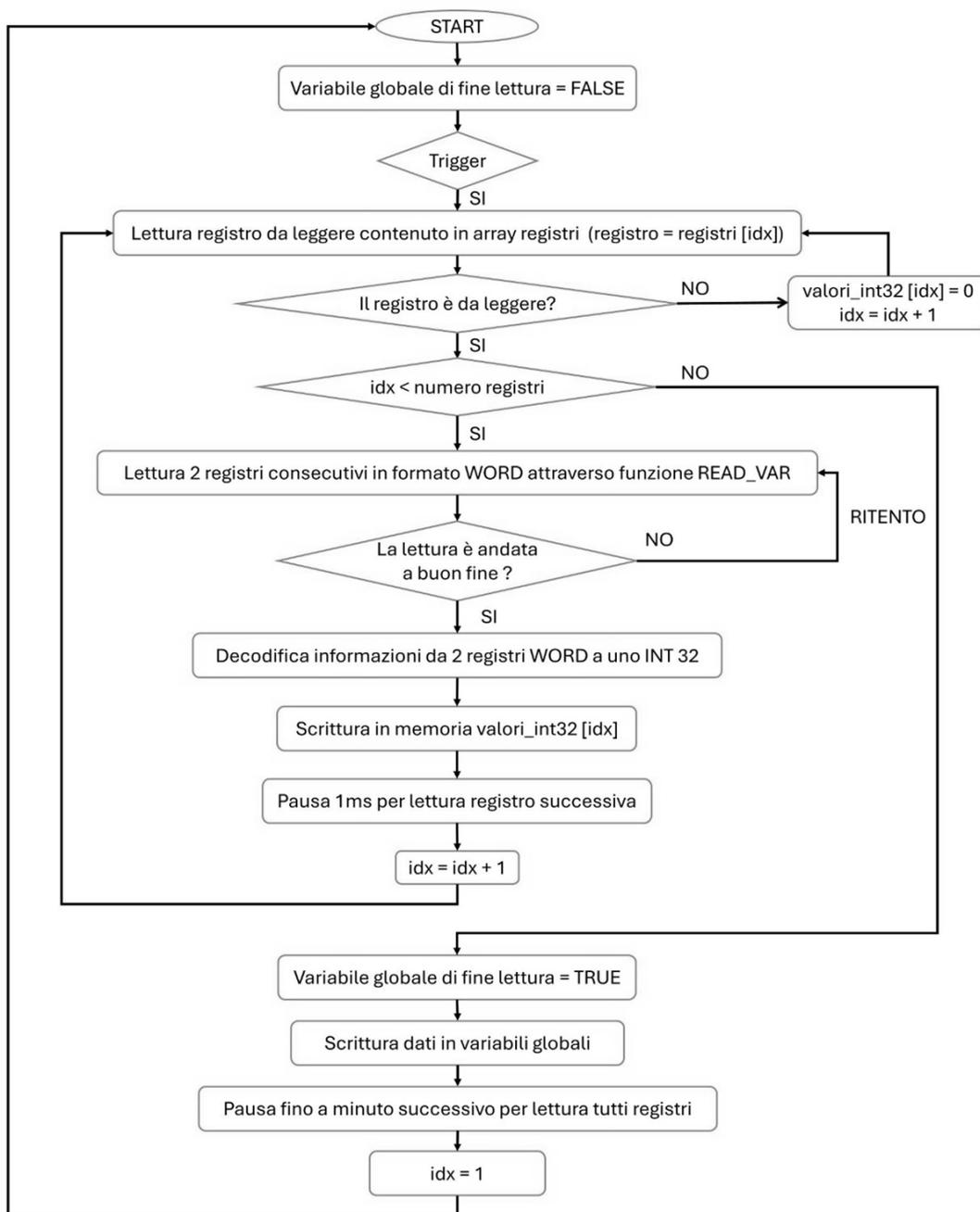


Figura 5-6: Flowchart lettura dei dispositivi via Modbus TCP

5.5.1.2 Flowchart 2 – Scrittura su file CSV

La Figura 5-7 mostra la logica con cui il PLC, al termine della lettura, crea un file CSV nella memoria SD interna. Il file viene nominato in base alla data e contiene i dati decodificati di tutti i dispositivi. La scrittura è gestita con controlli di errore e logica di riarmo in caso di problemi.

Il codice sorgente Structured Text relativo è riportato in Allegato B.

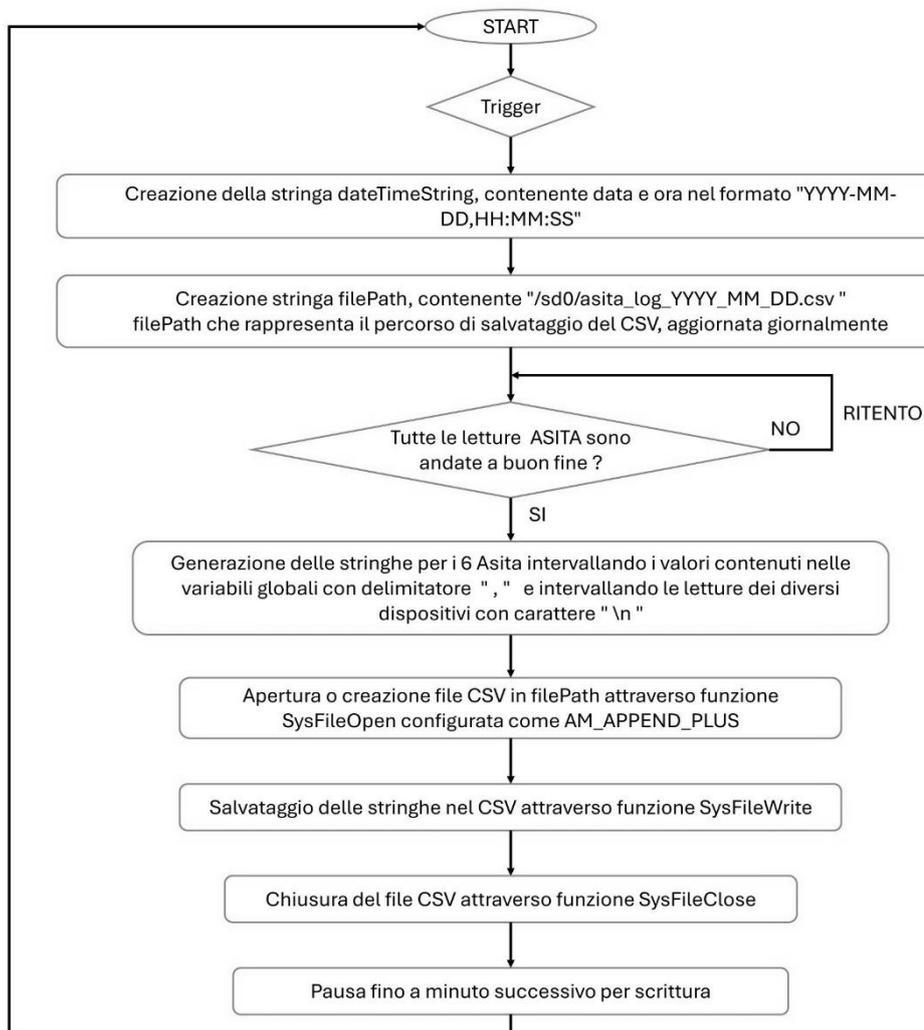


Figura 5-7: Flowchart scrittura su file CSV

5.5.1.3 Flowchart 3 – Decodifica e invio dati via Python

La Figura 5-8 illustra il funzionamento dello script Python, eseguibile su un computer esterno. Questo si connette via FTP al PLC, scarica i file CSV giornalieri, li elabora separando i dati per dispositivo, effettua la decodifica e li invia a un database MySQL per la storicizzazione.

Lo script Python completo è riportato in Allegato C.

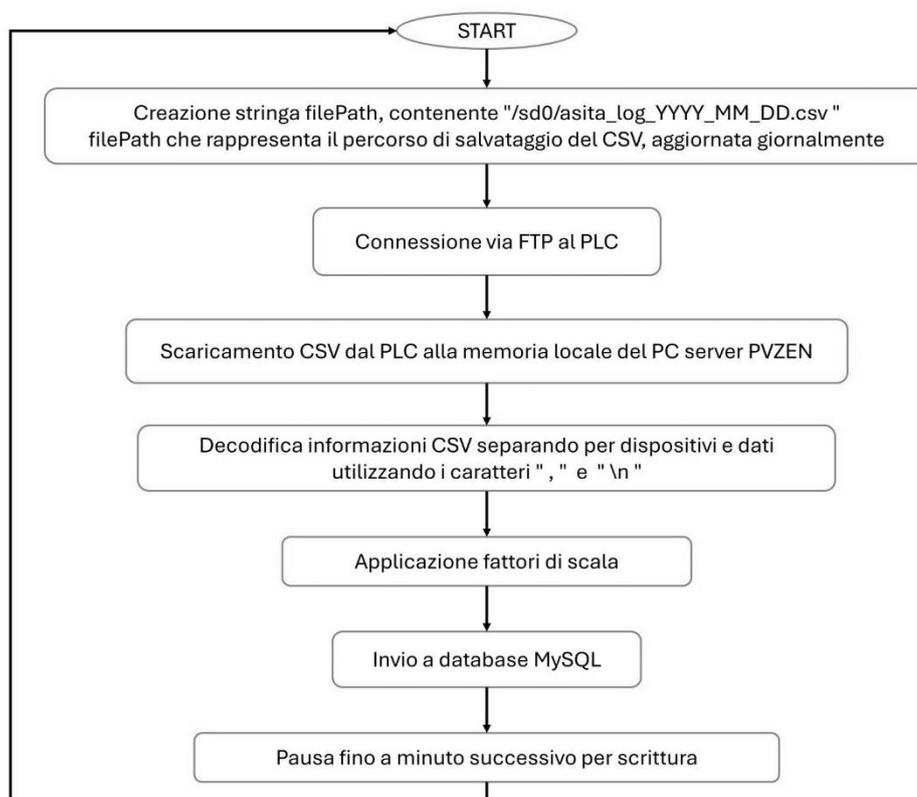


Figura 5-8: Flowchart decodifica e invio dati via Python

5.6 Analisi dei dati acquisiti

Per validare il funzionamento del sistema sviluppato, sono stati raccolti e analizzati i dati ottenuti tramite le letture dei dispositivi Asita. L'attenzione è stata rivolta in particolare all'analisi della qualità dell'energia, con riferimento al contenuto armonico della corrente. A tal fine, sono stati generati e commentati i seguenti grafici rappresentativi:

5.6.1 THD in funzione del tempo

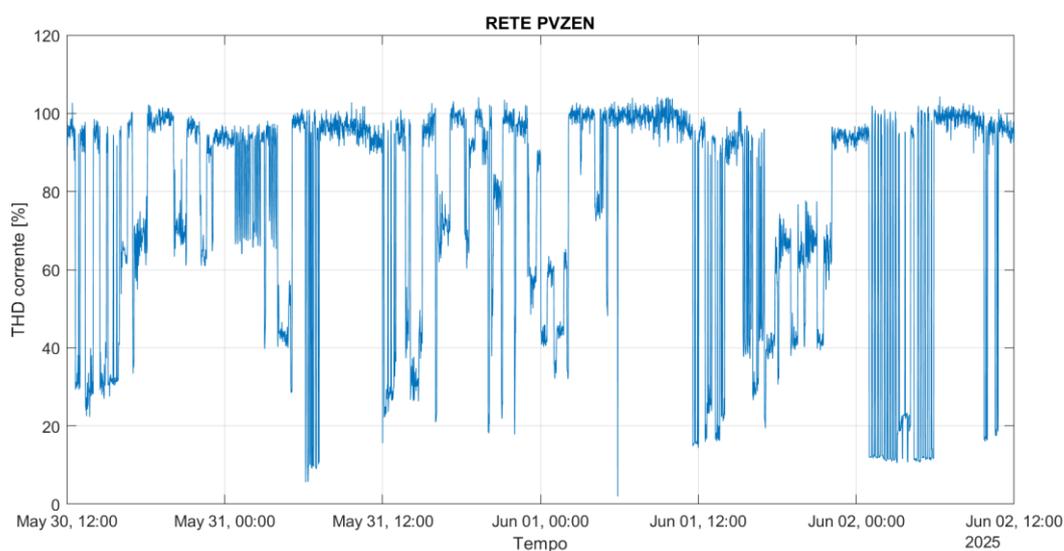


Figura 5-9: THD nel tempo RETE PVZEN

Il Total Harmonic Distortion (THD) della corrente è stato monitorato nel tempo per valutare la stabilità della qualità della rete elettrica durante il funzionamento dell'impianto. Tuttavia, l'analisi del THD in funzione del tempo, sebbene utile, si è rivelata limitata nella sua significatività: il valore del THD, infatti, deve essere necessariamente rapportato con il livello di potenza erogata o assorbita dall'inverter per essere interpretato correttamente.

5.6.2 THD in funzione del carico

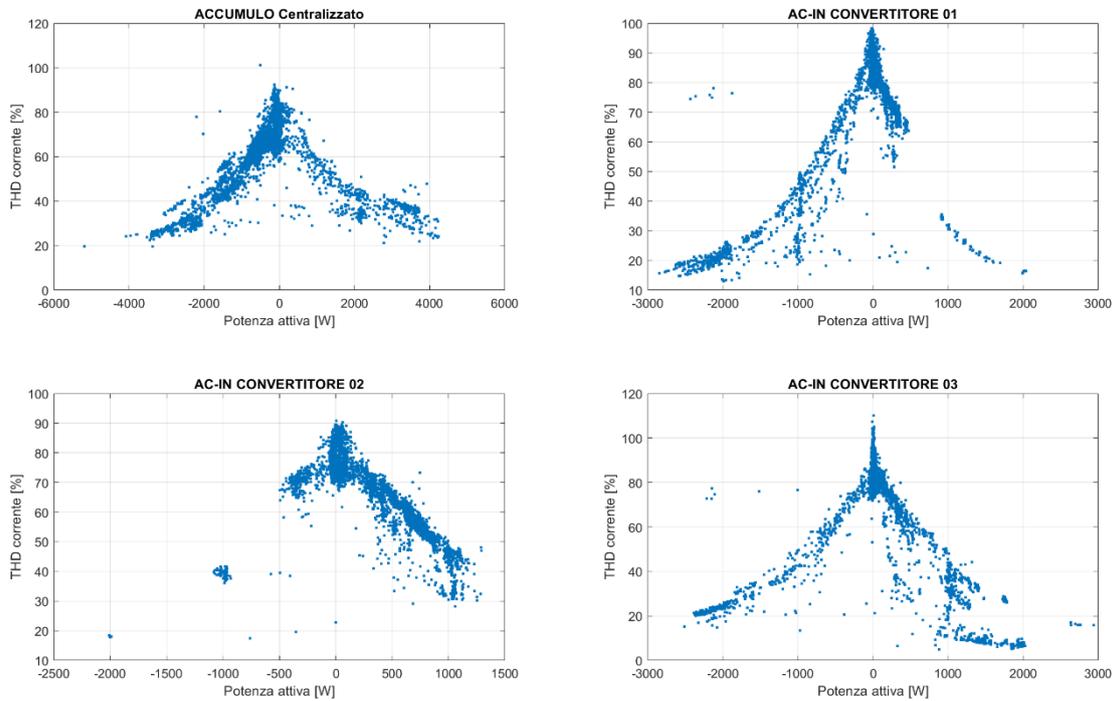


Figura 5-10: THD rapportato alla potenza attiva convertitori

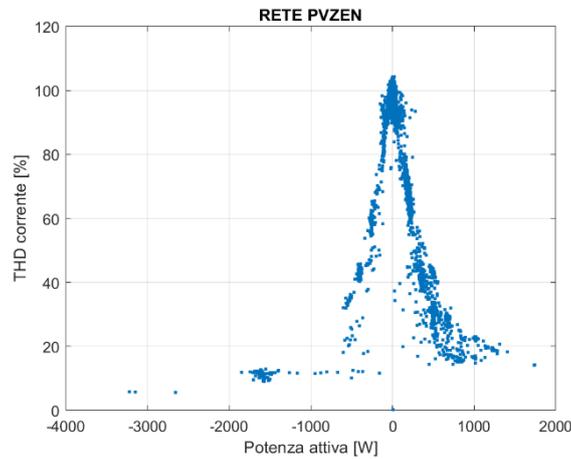


Figura 5-11 :THD rapportato alla potenza attiva RETE PVZEN

Una rappresentazione molto più efficace si è ottenuta correlando la percentuale di distorsione armonica con il livello di carico (espresso in potenza attiva). Da questi grafici emerge chiaramente come all'aumentare del carico i fattori di distorsione migliorino, sia nella corrente erogata sia in quella assorbita. Tale comportamento è

stato osservato coerentemente sia sulla misura dello scambio complessivo verso la rete, sia sulla misura specifica dei singoli convertitori (Figura 5-10 e Figura 5-11).

5.6.3 Spettro armonico della corrente

Per completare l'analisi, sono stati generati tre grafici relativi allo spettro armonico della corrente, a partire dai dati forniti direttamente dai dispositivi ASITA:

- **Scenario 1:** assorbimento dalla rete ($P = 1741W$);

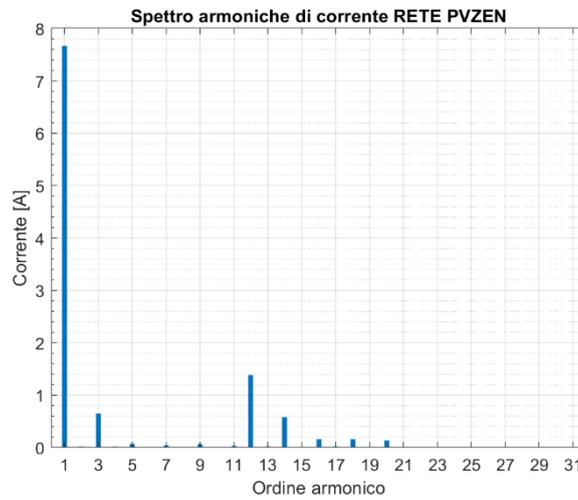


Figura 5-12: spettro armonico in assorbimento

- **Scenario 2:** immissione in rete ($P = -3220W$);

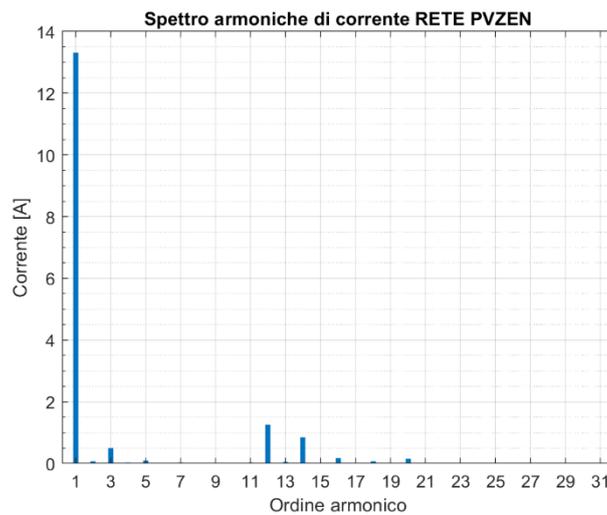


Figura 5-13: spettro armonico in immissione

- **Scenario 3:** carico ridotto ($P = 22\text{W}$).

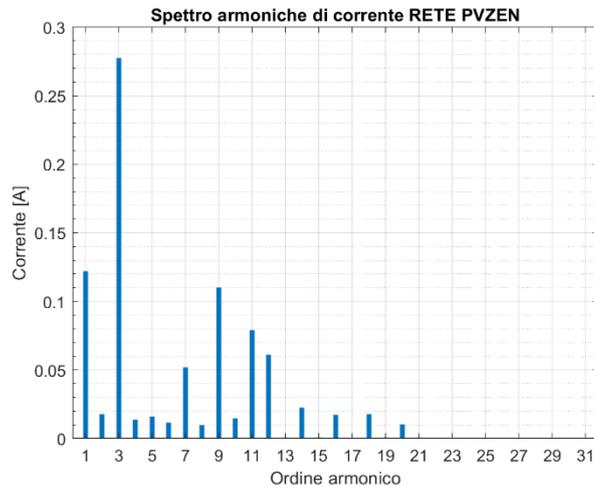


Figura 5-14: spettro armonico a basso carico

In particolare, nello scenario con carico ridotto si osserva una maggiore presenza di armoniche multiple della fondamentale. Questo effetto è dovuto al metodo di simulazione adottato: le resistenze di carico vengono pilotate tramite troncatura della forma d'onda, generando assorbimenti energetici controllati ma introducendo distorsioni significative nella corrente.

5.6.4 Incoerenze tra valori armonici e letture dirette

Durante le attività di validazione è stata riscontrata un'incoerenza tra i valori ricostruiti a partire dalla scomposizione armonica della corrente (utilizzando i singoli contributi armonici per ricalcolare sia il valore efficace sia il THD) e i valori forniti direttamente dal dispositivo tramite i registri Modbus. Idealmente, tali valori dovrebbero risultare confrontabili, ma ciò non avviene. È stato pertanto richiesto un chiarimento alla casa produttrice ASITA, che ha però riferito di non disporre di documentazione tecnica aggiuntiva rispetto al manuale utente, rendendo di fatto impossibile una verifica del metodo di calcolo interno adottato dal dispositivo.

In accordo con il docente, si è deciso di rimandare l'analisi approfondita di questa discrepanza a una fase successiva del progetto. In tale fase, i valori restituiti dai dispositivi ASITA verranno confrontati con quelli ottenuti mediante un oscilloscopio professionale tarato, disponibile presso i laboratori del Politecnico. Questo confronto consentirà di esprimere un giudizio più completo sull'affidabilità dei dispositivi ASITA come strumenti per la misura della qualità dell'energia

elettrica e di valutare eventuali scostamenti sistematici tra misure teoriche e sperimentali.

Nonostante tali discrepanze, l'analisi dei dati effettuata ha permesso di verificare che le letture dei dispositivi ASITA vengano correttamente acquisite e archiviate sul server attraverso l'architettura sviluppata con il PLC.

Questo conferma il corretto funzionamento del sistema di raccolta dati. Una volta completate anche le verifiche di affidabilità delle letture tramite confronto con strumentazione certificata, tale approccio potrà essere considerato una soluzione solida e replicabile per l'acquisizione automatizzata dei dati relativi alla qualità dell'energia elettrica.

Tale infrastruttura rappresenta un elemento chiave in ottica di ottimizzazione e digitalizzazione dei laboratori sperimentali, come il laboratorio PVZEN, e più in generale per applicazioni connesse allo studio e alla gestione di comunità energetiche.

5.7 Considerazioni finali sulla transizione da MATLAB a PLC

La soluzione sviluppata ha introdotto significativi miglioramenti in termini di stabilità, affidabilità e replicabilità rispetto al precedente sistema basato su script Matlab. Le logiche implementate in ambiente PLC, in particolare la macchina a stati per la gestione delle letture Modbus, hanno dimostrato una notevole robustezza operativa.

Sono state sviluppate con successo le letture sia dai misuratori Asita sia dai convertitori Leonardo. In fase di test, è stato deciso di eseguire le letture in parallelo agli script Matlab esistenti per verificare la coerenza delle misure tra i due sistemi. Nel caso dei dispositivi Asita, questa coesistenza è risultata stabile, permettendo di mantenere attivi entrambi i sistemi, in attesa di una verifica finale prima della dismissione degli script originari. Per i convertitori Leonardo, invece, sono emersi limiti nella gestione concorrente delle operazioni di lettura e scrittura, dovuti alla struttura non multi-utente dei registri. Per questo motivo, le letture sono state solo temporaneamente testate e i programmi PLC relativi non sono stati lasciati in esecuzione continua, in vista di una futura integrazione completa anche della scrittura, così da consentire la migrazione totale del sistema MATLAB verso una gestione autonoma via PLC.

Un ulteriore elemento di rilievo riguarda il ruolo del laboratorio PVZEN, che rappresenta un banco di prova sperimentale ma estremamente realistico per soluzioni destinate al mondo dell'energia rinnovabile. Le migliorie introdotte nel monitoraggio, nell'acquisizione dati e nella struttura degli algoritmi di controllo rendono questa piattaforma un modello replicabile su scala più ampia. Le logiche sviluppate sono state concepite fin dall'inizio per essere adattabili e scalabili, ponendo le basi per una facile implementazione in impianti reali, dove la necessità di sistemi affidabili e manutenibili è particolarmente sentita. In quest'ottica, PVZEN si configura come un ponte tra la sperimentazione e l'applicazione reale, capace di accelerare l'adozione di soluzioni innovative in contesti produttivi.

Capitolo 6

6 Conclusioni

Il percorso sviluppato in questa tesi ha evidenziato come la transizione verso un sistema energetico sostenibile richieda l'adozione di soluzioni tecnologiche avanzate, capaci di coniugare efficienza, sicurezza e flessibilità operativa. In tale contesto, le microreti rappresentano una delle risposte più promettenti: permettono infatti di valorizzare le fonti rinnovabili su scala locale e di aumentare la resilienza delle infrastrutture elettriche, aprendo la strada a modelli energetici più distribuiti, autonomi e intelligenti.

L'analisi condotta sul laboratorio PVZEN ha dimostrato l'efficacia di un ambiente sperimentale ben progettato per testare soluzioni tecniche avanzate. L'ampliamento dell'impianto, la realizzazione dei nuovi schemi elettrici e l'introduzione di sistemi di accumulo e controllo hanno costituito una significativa evoluzione tecnica, abilitando nuove funzionalità come il funzionamento in isola e la possibilità di simulare scenari tipici delle comunità energetiche.

Una particolare attenzione è stata riservata anche agli aspetti legati alla sicurezza, con un approfondimento delle problematiche antincendio e la progettazione di soluzioni di sezionamento automatico, volte a garantire il rispetto delle normative vigenti e a migliorare l'affidabilità complessiva del sistema.

Un contributo rilevante della tesi è rappresentato dall'introduzione della programmazione PLC per la gestione del monitoraggio energetico tramite protocollo Modbus TCP. Questa migrazione ha permesso di sostituire uno script MATLAB precedentemente utilizzato, migliorando la stabilità e la replicabilità del sistema. Grazie a questo aggiornamento, è stato possibile raccogliere in modo sistematico dati energetici affidabili, che sono stati successivamente elaborati per la realizzazione di grafici relativi alla qualità dell'energia elettrica (power quality).

Tali analisi hanno offerto una visione più chiara delle condizioni operative del sistema e costituiscono una base concreta per valutazioni tecniche future.

In conclusione, il lavoro svolto mira a fornire un modello replicabile, che integri aspetti impiantistici, automazione, sicurezza e analisi dati, in linea con le esigenze della transizione energetica. L'approccio adottato multidisciplinare, concreto e orientato alla sperimentazione si propone come riferimento per lo sviluppo di progetti analoghi in ambito educativo, industriale o territoriale.

Capitolo 7

7 Bibliografia

- [1] F. Spertino, *Lezioni di "Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica"*, A.A 2021-2022.
- [2] T. (. Muneer, C. Gueymard, H. Kambezidis e T. (. Muneer, *Solar radiation and daylight models*, 2004.
- [3] Norma, *CEI EN IEC 60904-2, dispositivi fotovoltaici*, 2023-11.
- [4] Norma, *CEI EN 50618, cavi elettrici per impianti fotovoltaici*, 2015-12.
- [5] E. Armando, *Lezioni di "Conversione statica dell'energia elettrica"*, A.A 2024/2025.
- [6] G. Chicco, *Lezioni di "Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica"*, A.A 2024/2025.
- [7] C. Glaize e S. Genies, *Lithium batteries and other electrochemical storage systems*, 2013.
- [8] Norma, *CEI 0-21, Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*, 2022-03.

-
- [9] C. -. C. E. I. CEI 0-16, Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica, 2025-02.
- [10] Terna, «<https://www.terna.it/it>,» [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0105/86.pdf>. [Consultato il giorno 10 04 2025].
- [11] D. d. V. d. F. Ministero dell'Interno, «www.vigilfuoco.it,» [Online]. Available: https://anniversario-sca.vigilfuoco.it/sites/default/files/testiCoordinati/COORD_NOTA_07_02_2012_n_1324_Imp_Fotovoltaici.pdf. [Consultato il giorno 10 04 2025].
- [12] M. d. e. d. S. Energetica, «www.mase.gov.it,» [Online]. Available: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf. [Consultato il giorno 10 04 2025].
- [13] A. C. A. C. S. C. F. S. A. V. A. A. B. Angela Amato, *The PVZEN Lab for Energy Communities: Monitoring System for Identification of Photovoltaic/Battery/Converter Energy Models*, IEEE, 2025.
- [14] LG, «www.lg.com,» [Online]. Available: <https://www.lg.com/us/business/solar-panels/lg-lg370q1c-v5>. [Consultato il giorno 24 03 2025].
- [15] Pylontech, «<https://en.pylontech.com.cn/>,» [Online]. Available: https://pylonwebs3.s3.amazonaws.com/upload/2024/09/25/US2000%20Operation%20Manual%20%EF%BC%882.1%EF%BC%8921BPSV0406_20240925123428A050.pdf. [Consultato il giorno 24 03 2025].
- [16] W.-L. I. OFF-GRID, «<https://www.western.it/prodotti/leonardo-off-grid-py/>,» [Online]. Available: https://www.western.it/manuali/Serie_Leonardo/Leonardo_OFF-

GRID/GE_Py/LEONARDO-Off-Grid_GE_PY_USERMANUAL.pdf.
[Consultato il giorno 26 03 2025].

- [17] PVZEN, «<https://pvzen.polito.it/>,» [Online]. Available:
<https://pvzen.polito.it/>. [Consultato il giorno 26 03 2025].
- [18] Legrand, «ups.legrand.com,» [Online]. Available:
<https://ups.legrand.com/media/document/UPS-LGR-0160-I.pdf>.
[Consultato il giorno 28 03 2025].
- [19] L. Franzolin, «Tesi magistrale: Integrazione elettrica di Sistemi di Accumulo Centralizzati nelle Micro-reti Fotovoltaiche: un'applicazione nel Progetto PVZEN,» 2025.
- [20] W.-L. I. PRO-X, «www.western.it,» [Online]. Available:
https://www.western.it/manuali/Serie_Leonardo/Leonardo_PRO_X/Leonardo_PRO_X_USERMANUAL.pdf. [Consultato il giorno 31 03 2025].
- [21] W.-L. US5000, «www.western.it,» [Online]. Available:
https://www.western.it/manuali/Batteries/EN-Pylontech_US5000_USERMANUAL.pdf. [Consultato il giorno 31 03 2025].
- [22] A. Analizzatori, «www.asita.com,» [Online]. Available:
https://www.asita.com/wp-content/uploads/2018/09/CVM-E3-MINI_Manuale03.pdf. [Consultato il giorno 31 03 2025].
- [23] A. TA, «www.asita.com,» [Online]. Available: https://www.asita.com/wp-content/uploads/2020/07/depliant_td_tq_tqr.pdf. [Consultato il giorno 31 03 2025].
- [24] A. RS485, «www.asita.com,» [Online]. Available:
<https://www.asita.com/wp->

- content/uploads/2018/09/ASITA_selection_monitoraggio_03.pdf.
[Consultato il giorno 01 04 2025].
- [25] HT-SAAE, «www.ht-saae.com.au,» [Online]. Available: <https://www.ht-saae.com.au/wp-content/uploads/2024/04/54-18XN-2024.pdf>. [Consultato il giorno 31 03 2025].
- [26] W. -. MPPT, «www.western.it,» [Online]. Available: https://www.western.it/manuali/Serie_WRMxx/WRM60_X/WRM60_X_USERMANUAL.pdf. [Consultato il giorno 03 31 2025].
- [27] A. T. e. Shunt, «www.asita.com,» [Online]. Available: https://www.asita.com/wp-content/uploads/2018/09/TrasformatoriAmperometrici_Shunt.pdf. [Consultato il giorno 02 04 2025].
- [28] L. Btcino, «https://dar.btcino.it,» [Online]. Available: https://dar.btcino.it/asset/Documents/IDP001570IT_01.pdf. [Consultato il giorno 02 04 2025].
- [29] n. Decreto del presidente della repubblica 1 agosto 2011, «www.normattiva.it,» [Online]. Available: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:presidente.repubblica:decreto:2011;151~art4>. [Consultato il giorno 10 04 2025].
- [30] N. C. 64-8, Impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua, 2024.
- [31] T. S. antincendio, «<https://it.tigoenergy.com/>,» [Online]. Available: https://cdn.prod.website-files.com/5fad551d7419c7a0e9e4aba4/660195e931409296eeb97727_RSS%20for%20Fire%20Safety%20Installation%20Manual%200002-00118-00%203.1%2020230215.pdf. [Consultato il giorno 15 04 2025].

-
- [32] S. Electric, «<https://download.schneider-electric.com>,» [Online]. Available: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=EIO0000004271&p_enDocType=User+guide&p_File_Name=M241-UserGuide-IT-EIO0000004271-05.pdf. [Consultato il giorno 26 05 2025].
- [33] S. Electric, «www.se.com,» [Online]. Available: <https://www.se.com/it/it/product/TM3DQ16T/modulo-tm3-16-output-transistor-pnp/>. [Consultato il giorno 26 05 2025].
- [34] S. Electric, «www.se.com,» [Online]. Available: <https://www.se.com/it/it/product/TM3DI8/modulo-tm3-8-ingressi/>. [Consultato il giorno 26 05 2025].
- [35] S. Electric, «www.se.com,» [Online]. Available: <https://www.se.com/it/it/product/RSL1PVPU/reI%C3%A8-interfaccia-slim-su-base-a-vite-con-led-e-circuito-di-protezione-230-v/>. [Consultato il giorno 26 05 2025].
- [36] Modbus, «www.modbus.org,» [Online]. Available: <https://www.modbus.org/specs.php>. [Consultato il giorno 27 05 2025].

Capitolo 8

8 Allegati

- TAVOLA 1: Schema unifilare PVZEN.
- TAVOLA 2: Fronte quadri definitivo.
- TAVOLA 3: Schema di comando sistema antincendio.
- TAVOLA 4: Collegamento TIGO.
- TAVOLA 5: Schema campi FV.
- ALLEGATO A: POU lettura Modbus ASITA 01.
- ALLEGATO B: POU scrittura su file CSV Asita.
- ALLEGATO C: script lettura CSV via FTP ed invio a MySQL.