

# Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica  
Tesi di Laurea Magistrale



## Simulazione di un sistema elettrico con generatori fotovoltaici, accumulatori e carichi in funzionamento autonomo o connesso alla rete

Relatore:  
*Prof. Filippo Spertino*

Candidato:  
*Nicolò Giorgi*

Aprile 2019

# Indice

<b>Ringraziamenti</b>	<b>viii</b>
<b>Introduzione</b>	<b>x</b>
<b>1 Stato dell'arte degli impianti fotovoltaici</b>	<b>1</b>
1.1 Impianti fotovoltaici <i>stand alone</i> . . . . .	1
1.1.1 Composizione di un impianto PV <i>stand-alone</i> . . . . .	2
1.1.2 Architettura complessiva di impianto <i>stand-alone</i> . . . . .	12
1.2 Impianti fotovoltaici <i>grid-connected</i> . . . . .	13
1.2.1 Schema di principio e composizione di un impianto <i>grid-connected</i>	13
1.2.2 La <i>Power Conditioning Unit</i> (PCU) . . . . .	14
1.2.3 L'inverter fotovoltaico: caratteristiche, specifiche e funziona- lità richieste . . . . .	16
1.2.4 Il contatore di scambio . . . . .	23
1.2.5 Possibili architetture di impianto PV <i>grid-connected</i> . . . . .	24
<b>2 Il progetto PVZEN</b>	<b>25</b>
2.1 Il sistema fisico con i suoi componenti da simulare . . . . .	26
2.1.1 Il modulo abitativo <i>Eco Home</i> e la sua collocazione . . . . .	26
2.1.2 Gli ambienti interni . . . . .	28
2.1.3 L'aspetto elettrico generale . . . . .	30
2.1.4 Il campo fotovoltaico . . . . .	32
2.1.5 L'unità di conversione ed accumulo dell'energia: l'inverter e le batterie . . . . .	35
2.1.6 Il carico elettrico . . . . .	38
2.2 Modello teorico complessivo del sistema . . . . .	41
2.2.1 Esempio d'impiego del modello complessivo per tracciare i profili di potenza in due giornate-tipo . . . . .	42
<b>3 Modello del generatore fotovoltaico</b>	<b>50</b>
3.1 I numeri della generazione fotovoltaica per il caso studio . . . . .	52
3.1.1 Profilo di potenza . . . . .	52
3.1.2 Energia generata . . . . .	54

<b>4</b>	<b>Modello del carico elettrico</b>	<b>58</b>
4.1	Il caso studio . . . . .	58
4.2	Distinzione dei carichi . . . . .	61
4.3	Profilo di assorbimento di un PC portatile . . . . .	64
4.4	Il carico elettrico in cifre . . . . .	67
4.4.1	Profili di carico dei singoli ambienti e dell'intero edificio . . . . .	67
4.4.2	Ripartizione del carico nelle 4 giornate-campione . . . . .	78
4.4.3	Dati annuali di carico . . . . .	81
<b>5</b>	<b>Ruolo dell'accumulo elettrochimico e della rete elettrica nel bilancio energetico del sistema</b>	<b>84</b>
5.1	Il modello del sistema d'accumulo . . . . .	84
5.2	La rete elettrica . . . . .	88
<b>6</b>	<b>Il programma di simulazione realizzato in Matlab</b>	<b>91</b>
6.1	Dati di simulazione . . . . .	93
6.2	I pulsanti principali . . . . .	93
6.3	Variabili di interesse . . . . .	94
6.4	Selezione del periodo di interesse . . . . .	94
6.5	Risultati di simulazione . . . . .	95
6.6	I grafici . . . . .	97
<b>7</b>	<b>Scelta dei cavi lato DC in base ai criteri della portata e della caduta di tensione</b>	<b>99</b>
7.1	La corrente d'impiego $I_b$ . . . . .	100
7.2	La corrente nominale $I_n$ del dispositivo di protezione . . . . .	100
7.3	La portata della conduttura $I_z$ . . . . .	102
7.3.1	Definizione di $I_z$ nel caso studio . . . . .	102
7.4	Vincolo sulla caduta di tensione nel caso studio . . . . .	103
7.4.1	Grandezze elettriche di interesse del modulo e della stringa fotovoltaica . . . . .	104
7.4.2	Valutazioni sulla resistenza dei cavi nel caso studio . . . . .	106
7.4.3	Verifica della caduta di tensione percentuale ed individuazione della sezione adatta per la conduttura . . . . .	110
<b>8</b>	<b>Risultati di simulazione</b>	<b>112</b>
8.1	UtENZE indipendenti . . . . .	113
8.2	Ipotesi di "Energy community" . . . . .	115
8.3	Scelta definitiva . . . . .	119
	<b>Conclusioni</b>	<b>122</b>
<b>A</b>	<b>Datasheet dei moduli fotovoltaici</b>	<b>125</b>

<b>B Datasheet dell'inverter React 2</b>	<b>128</b>
<b>C Datasheet dei cavi solari</b>	<b>134</b>

# Elenco delle figure

1.1	Schema di principio di un impianto PV in isola [2]. . . . .	3
1.2	Possibili configurazioni del campo solare [8]. . . . .	8
1.3	Forme d'onda delle tensioni d'uscita nelle tre tipologie di inverter <i>stand alone</i> [9]. . . . .	9
1.4	Esempi schematici di possibili topologie degli inverter (sia <i>stand-alone</i> che <i>grid-connected</i> ) [10]. . . . .	10
1.5	Schema completo di un impianto PV in isola [2]. . . . .	12
1.6	Schema di principio di un impianto PV connesso a rete [2]. . . . .	14
1.7	Struttura base per l'implementazione della tecnica di sincronizzazione PLL [15]. . . . .	19
1.8	<b>Impianto PV <i>grid-connected</i> privo di accumulo.</b> Questo tipo di architettura è quello che si è individuato come caso <i>standard</i> cui fare riferimento per l'introduzione di possibili varianti, rappresentando esso la struttura-base di un impianto PV connesso a rete [18]. . . . .	24
1.9	<b>Impianto PV <i>grid-connected</i> con accumulo in DC.</b> Tra le alternative per includere un sistema di stoccaggio dell'energia in questo genere di impianto PV, questa si evidenzia come la migliore sia in termini di efficienza che dal punto di vista economico. . . . .	24
1.10	<b>Impianto PV <i>grid-connected</i> con accumulo in AC.</b> Questa soluzione si è evidenziata essere ottimale in caso si desideri collegare un sistema di stoccaggio dell'energia prodotta ad un impianto preesistente. . . . .	24
2.1	Viste satellitari da <i>Google Maps</i> circa il sito individuato per la collocazione del modulo abitativo. . . . .	27
2.2	Immagini del modello <i>SketchUp</i> visto da due angolazioni diverse [21]. . . . .	28
2.3	Planimetria dell'edificio [21]. . . . .	29
2.4	Definizione e sistemi di riferimento delle due grandezze angolari significative per i moduli fotovoltaici: il tilt (a) e l'azimut (b) [23]. . . . .	33
2.5	Immagini dal catalogo PHILIPS dei prodotti scelti per l'illuminazione dell'edificio [24]. . . . .	40
2.6	Estratto delle schede tecniche delle lampade PHILIPS [24]. . . . .	40
2.7	Profili di potenza del 14 Gennaio ricavati per le singole utenze. . . . .	44
2.8	Profili di potenza del 14 Gennaio ricavati per l'intero edificio nell'ipotesi di "Energy Community". . . . .	45

2.9	Energia residua nelle batterie e SOC dei singoli utenti ( <i>a</i> ) e dell'intero edificio ( <i>b</i> ) sia nel caso con interscambio (EC) che senza (UI) per il 14 Gennaio. . . . .	46
2.10	Profili di potenza del 12 Luglio ricavati per le singole utenze. . . . .	48
2.11	Profili di potenza del 12 Luglio ricavati per l'intero edificio nell'ipotesi di "Energy Community". . . . .	49
2.12	Energia residua nelle batterie e SOC dei singoli utenti ( <i>a</i> ) e dell'intero edificio ( <i>b</i> ) nel caso con interscambio (EC) o senza (UI) per il 12 Luglio. . . . .	49
3.1	Profili di generazione in tre giornate con diverse condizioni di irraggiamento. . . . .	53
3.2	Produzione media giornaliera dei locali. . . . .	55
3.3	Produzione mensile complessiva dei singoli ambienti. . . . .	55
3.4	Ripartizione della produzione fotovoltaica annuale tra i locali. . . . .	56
4.1	Rappresentazione grafica dei carichi di TIPO 1, 2 e 3. . . . .	62
4.2	Schermata del software HTerm (in rosso i parametri da settare prima dell'importazione ed in verde i pulsanti su cui bisogna agire). . . . .	65
4.3	Estratto dei dati forniti dal misuratore di carico in formato di tabella Excel. . . . .	66
4.4	Profili di potenza dell'11 Gennaio per i singoli utenti. . . . .	68
4.5	Profili di potenza dell'11 Gennaio per l'intero edificio. . . . .	69
4.6	Contributi separati di Sala Controllo e Locale Tecnico ai profili dell'utenza da essi costituita. . . . .	70
4.7	Profili di potenza del 4 Aprile per i singoli utenti. . . . .	72
4.8	Profili di potenza del 4 Aprile per l'intero edificio. . . . .	73
4.9	Profili di potenza del 9 Luglio ottenuti per i singoli utenti. . . . .	74
4.10	Profili di potenza del 9 Luglio per l'intero edificio. . . . .	75
4.11	Profili di potenza del 22 Ottobre ottenuti per le singole utenze. . . . .	76
4.12	Profili di potenza del 22 Ottobre per l'intero edificio. . . . .	77
4.13	Ripartizione del consumo giornaliero dell'intera struttura nelle quattro giornate campione tra le diverse categorie di dispositivi utilizzatori. . . . .	78
4.14	Ripartizione del consumo giornaliero delle sale studio tra le diverse categorie di dispositivi utilizzatori. . . . .	80
4.15	Ripartizione del consumo giornaliero di Sala Controllo, Locale Tecnico e dell'utenza da essi costituita fra le diverse categorie di utilizzatori. . . . .	80
4.16	Consumo complessivo dei singoli locali. . . . .	82
4.17	Consumo medio giornaliero dei locali calcolato sui soli giorni di apertura. . . . .	82
4.18	Ripartizioni del carico annuo complessivo (circa 3874 kWh) tra i diversi locali ( <i>a</i> ), le differenti categorie di utilizzatori ( <i>b</i> ) e tra quota elettrica e termica ( <i>c</i> ). . . . .	83

5.1	Equazione fondamentale della batteria e condizione discriminante tra carica e scarica. . . . .	85
5.2	<i>Flow chart</i> relativo alla carica della batteria. . . . .	86
5.3	<i>Flow chart</i> relativo alla scarica della batteria. . . . .	88
6.1	Schermata iniziale della GUI. . . . .	92
6.2	Schermata finale della GUI a simulazione conclusa. . . . .	96
6.3	Definizione grafica di $E_{lgc}$ . . . . .	97
7.1	Rappresentazione schematica del percorso ipotizzato per il cavo di andata (in giallo, polo +) e per quello di ritorno (in verde, polo -). . .	108
8.1	Autosufficienza raggiunta mensilmente dal sistema PVZEN per le tre possibili configurazioni dell'accumulo (BES) sia nel caso di utenze indipendenti (UI) che interconnesse (EC). . . . .	118
8.2	Autosufficienza raggiunta mensilmente dalle due sale studio (Utenti 1 e 2) e dall'intero edificio nel caso di "Energy Community" (EC) e di utenze indipendenti (UI). . . . .	121

# Elenco delle tabelle

1.1	Caratteristiche delle tre tipologie di inverter utilizzabili per impianti PV autonomi [6]. . . . .	11
1.2	Vantaggi e svantaggi dell'integrazione di un sistema di accumulo in un impianto PV <i>grid-connected</i> . . . . .	22
2.1	Distribuzione dei carichi elettrici all'interno dell'edificio e relativa potenza nominale complessiva. . . . .	39
4.1	Temperature di set point impostate nel corso dell'anno per tutti i locali, fatta eccezione per il Locale Tecnico. . . . .	60
4.2	Dislocazione dei carichi di TIPO 1, 2 e 3 nei singoli ambienti. . . . .	63
7.1	Portata standard $I_o$ da datasheet e portata $I_z$ calcolata per le tre sezioni in esame nel caso di cavi in contatto su parete. . . . .	103
7.2	Grandezze elettriche del singolo modulo fotovoltaico e dell'intera stringa per ognuna delle tre temperature di cella ipotizzate. . . . .	105
7.3	Resistenze associate alle sezioni prese in esame e ricavate per diverse temperature dei conduttori (indicate nel pedice). . . . .	107
7.4	Resistenza complessiva della conduttura in DC in condizioni standard ( $R_{35}$ ) e condizioni limite ( $R_{120}$ ). . . . .	110
7.5	Calcolo della caduta di tensione % sia in condizioni standard ( <i>c.s.</i> ) che in condizioni limite ( <i>c.lim.</i> ) per le tre sezioni prese in esame. . . . .	111
8.1	Grandezze di interesse ottenute nel caso di utenze indipendenti senza accumulo elettrochimico. . . . .	113
8.2	Grandezze di interesse ottenute con sistema d'accumulo in configurazione semplice (16 kWh) ed utenze elettriche indipendenti. . . . .	113
8.3	Grandezze di interesse ottenute nel caso di utenze indipendenti con sistema d'accumulo in configurazione doppia (32 kWh). . . . .	114
8.4	Grandezze d'interesse ottenute nel caso di "Energy Community" (EC) e di utenze indipendenti (UI). . . . .	116
8.5	Autosufficienza invernale ed estiva per le tre utenze e per l'intero edificio nel caso di "Energy Community" (EC) e utenti indipendenti (UI). . . . .	120

# Ringraziamenti

Un primo e sentitissimo ringraziamento va innanzitutto al mio relatore, il professor Filippo Spertino, ma anche ad Alessandro, Stefania e Gabriele per avermi guidato, consigliato ed aiutato in questo lavoro di tesi.

Esso rappresenta per me la conclusione di un lungo e faticoso percorso iniziato quando mi sentivo ancora titubante ed incerto sulla strada che stavo intraprendendo, catapultato in una realtà ed in una città completamente nuove. Le inevitabili sensazioni di spaesamento ed inadeguatezza iniziali hanno man mano ceduto il passo ad una crescente convinzione e consapevolezza nelle mie capacità, che mi ha portato a dimostrare soprattutto a me stesso prima che agli altri come in un tale contesto potevo starci benissimo.

Questo traguardo è per me importantissimo da raggiungere anche perché avviene a conclusione di un ultimo anno e mezzo veramente pessimo dal punto di vista personale, con la scomparsa di una persona cara ed unica come la mamma, che nessuno di noi vorrebbe mai dover salutare, figurarsi in età così precoce.

Sono sicuro che lei mi abbia comunque dato la forza di rialzarmi e tornare più forte di prima, dandomi la convinzione necessaria per portare a termine questo percorso e raggiungere un traguardo cui sono certo sarà in qualche modo presente.

A lei e a mio padre devo il mio più grande ringraziamento, perché loro mi hanno sempre sostenuto con ogni sforzo nelle mie scelte, perché sono stati i baluardi cui fare riferimento quando mi trovavo nel mezzo della tempesta, perché mi hanno cresciuto con sani principi e valori ed in ultimo perché hanno sempre creduto in me anche quando io stesso non ci credevo.

Un altro enorme grazie va ai miei nonni paterni, che mi hanno accolto come un figlio quando sono stato in difficoltà e che hanno avuto ed hanno tuttora un peso incredibile nella mia vita.

Un grande ringraziamento è destinato anche a mia zia Daniela, mio zio Mario e mia cugina Ylenia per avermi sempre consigliato bene ed accompagnato finora nel mio

percorso di vita.

Un grande grazie lo devo anche alle nonne Franca e Morena che sempre mi hanno incoraggiato e motivato, nonché ai nonni Riccardo e Luigi che sono purtroppo scomparsi recentemente, ma sarebbero comunque orgogliosi del percorso da me svolto.

Un enorme ringraziamento va a Raffaella, che fa parte della mia famiglia da quando ero piccolo e mi è stata molto vicina in uno dei periodi più bui.

Un ringraziamento speciale lo dedico a tutti i miei amici più cari di La Spezia: Mirco, Ambra e Depa, Matt e Francesca (con il piccolo Christian), Zu e Francesca. Un ringraziamento in particolare lo faccio al mio amico d'infanzia Michele e a suo fratello Gabriele, ma anche ad una persona che da quando l'ho conosciuta non ho più saputo separarmene perché si è dimostrata veramente unica e per me imprescindibile: grazie Martina.

Grazie mille anche a Marta, un'amica preziosa che nonostante i mille impegni è sempre stata presente e disponibile, nonché molto paziente.

Un ringraziamento di cuore va anche a Monica, Michele, Sara e Andrea, amici da sempre e per me di un valore inestimabile.

Ringrazio inoltre tutti i miei amici più cari conosciuti a Torino (in particolare Fabio, Maurizio, Michele, Amedeo e Andrea, che spesso mi hanno sopportato e sostenuto anche nelle difficoltà), le meravigliose persone incontrate in Erasmus e nell'esperienza a Bologna (Antonio, Morena e Francesca).

Desidero concludere questa sezione di ringraziamenti con un pensiero particolare: è per me innegabile come ogni situazione che ci ritroviamo ad affrontare, così come ogni persona che entra in contatto, seppur fuggevole, con la nostra vita apporti sempre e comunque un qualche contributo alla nostra stessa personalità. Sento pertanto di dovere un ringraziamento anche alle conoscenze fatte in passato e poi perse, a quelle che sono entrate solo di recente nella mia vita, ma anche a quelle persone con cui ho avuto anche un singolo scambio di idee senza avere mai più l'occasione di rivederle, perché hanno anche loro contribuito in qualche modo a costruire quello che sono adesso.

# Introduzione

La crisi climatica globale e la disponibilità di tecnologie competitive per la conversione energetica di risorse rinnovabili hanno indotto le società umane ad adottare alcune strategie volte ad attenuare i problemi connessi proprio con la crisi climatica. Tra le tecnologie che si basano sulle energie rinnovabili spiccano il fotovoltaico e l'eolico che già oggi contribuiscono, e che contribuiranno in maniera sempre più importante in futuro, a contenere le emissioni nocive di gas serra, principali responsabili dell'innalzamento delle temperature. Già oggi esse si possono considerare soluzioni competitive rispetto alla produzione di energia da combustibili fossili.

Un'altra direzione in cui si sta spingendo molto è quella della massimizzazione dell'efficienza energetica degli edifici, volta a contenere i consumi ad essi associati e, di conseguenza, le emissioni atmosferiche inquinanti.

In questo contesto si inseriscono le intenzioni che muovono il progetto PVZEN, al cui interno si inserisce questo lavoro di tesi. Il progetto in questione nasce su iniziativa del Politecnico di Torino e vede la collaborazione dei dipartimenti DENERG, DAD, DET e del servizio EDILOG con l'obiettivo di dare vita ad una costruzione classificabile come *nearly Zero Energy Building*, ovvero una struttura architettonica che riesca a soddisfare quasi completamente il proprio consumo grazie all'energia generata *in loco* da fonte rinnovabile. In particolare, nella situazione di studio l'edificio è termicamente indipendente al 100% dalla rete del gas (grazie alle pompe di calore locali), mentre la sua alimentazione elettrica dipende esclusivamente dall'energia fotovoltaica prodotta dai pannelli dislocati sul tetto dello stabile.

L'obiettivo principe del progetto PVZEN consiste nell'avvicinarsi il più possibile all'autonomia del fabbricato dalla rete elettrica nazionale, cui si dovrà comunque ricorrere in caso di emergenza, ovvero qualora l'energia prodotta localmente non si dimostrasse sufficiente.

Occorre precisare come il fabbisogno termico dell'edificio sia stato attentamente ed approfonditamente valutato nel lavoro di tesi di T. Gasco, cui si attribuisce anche la decisione di provvedervi con l'installazione di pompe di calore ad alimentazione elettrica. Il carico elettrico della struttura non può quindi che presentare una duplice natura:

- carico di origine termica, corrispondente al fabbisogno delle pompe di calore e

del sistema di ventilazione;

- carico puramente elettrico, rappresentato invece dall'illuminazione e dalla forza motrice per i dispositivi elettrici ed elettronici di cui è dotato lo stabile.

Nello specifico, in questo lavoro di tesi ci si è occupati di analizzare, tramite degli script Matlab ed un *tool* grafico appositamente creati, il bilancio in potenza dell'intero edificio e delle singole utenze presenti al suo interno nel corso di un anno-tipo, valutandolo in diversi scenari possibili per sistema d'accumulo e scambio energetico fra gli utenti.

Per il sistema d'accumulo si sono valutate tre possibili taglie, ovvero 0 *kWh*, 16 *kWh* e 32 *kWh*.

Per gli scambi energetici *in loco* fra gli utenti, si sono invece valutate due alternative:

- Un primo scenario in cui le utenze fossero tra loro indipendenti e potessero scambiare energia soltanto con la rete, immettendo il *surplus* prodotto o venendo da essa alimentate in caso di deficit;
- Un secondo scenario opposto al primo cui ci si può riferire con l'espressione *Energy Community*.

A margine dell'argomento principale, si provvederà altresì ad approfondire come si sia effettuato il dimensionamento delle condutture DC per la connessione dei generatori fotovoltaici agli inverter.

# Capitolo 1

## Stato dell'arte degli impianti fotovoltaici

Osservando il panorama degli impianti fotovoltaici per la generazione di energia elettrica, è possibile effettuare una prima e fondamentale distinzione, individuando due tipi di architetture:

- impianti fotovoltaici *stand-alone*;
- impianti fotovoltaici *grid-connected*.

Ciascuna delle due tipologie di impianto PV evidenziata presenta, naturalmente, sia pregi che difetti, nonché alcune peculiarità e caratteristiche che la differenziano dall'altra. La principale e netta differenza tra le due categorie di impianti PV appena definite è la presenza (per gli impianti *grid-connected*) o meno (nel caso invece degli *stand-alone*) della connessione con la rete pubblica.

Nel corso di questo capitolo, si effettuerà un'ampia analisi di entrambe le categorie di impianto, a partire dallo studio delle esigenze che stanno alla base della scelta tra l'una o l'altra architettura e arrivando ad un esame dettagliato dei loro principali componenti.

### 1.1 Impianti fotovoltaici *stand alone*

La realizzazione di un impianto fotovoltaico di questo genere risponde, solitamente, alla necessità di fornire energia elettrica ad un utente localizzato in una zona a scarsa elettrificazione; per esempio, un utente isolato situato in una zona rurale, desertica, montuosa o in un Paese in via di sviluppo potrebbe dover necessariamente ricorrere all'installazione di un sistema di generazione autonomo come questo per poter soddisfare la propria domanda elettrica. Nonostante ciò, quella descritta non è l'unica situazione in cui si possa optare per un impianto PV ad isola piuttosto che per uno connesso alla rete.

Questa soluzione potrebbe infatti essere anche il risultato di un'attenta valutazione economica da parte di utenti e progettisti che sia in grado di tenere in considerazione diversi fattori: il costo di installazione, i consumi annuali dell'utente ed eventuali incentivi o detrazioni fiscali applicabili<sup>1</sup>.

É bene chiarire che la produzione di energia elettrica da parte di un utente isolato si potrebbe ottenere anche con soluzioni differenti rispetto a quella fotovoltaica (generatori micro-eolici, micro-idroelettrici o diesel) o persino attraverso impianti ibridi che consentano l'integrazione di diverse tecnologie di generazione. Tuttavia, nel corso di questa disamina, non si ritiene opportuno prendere in considerazione alcuna alternativa al fotovoltaico, poiché o di scarso interesse o di difficile realizzazione (dal punto di vista tecnico, economico, ecc) per la successiva applicazione pratica nel progetto PVZEN, a cui questo studio è finalizzato.

Viste rapidamente le principali motivazioni che possono spingere progettisti ed utenti a preferire un impianto PV ad isola piuttosto che uno connesso a rete, si procederà ad esaminarne la composizione.

### 1.1.1 Composizione di un impianto PV *stand-alone*

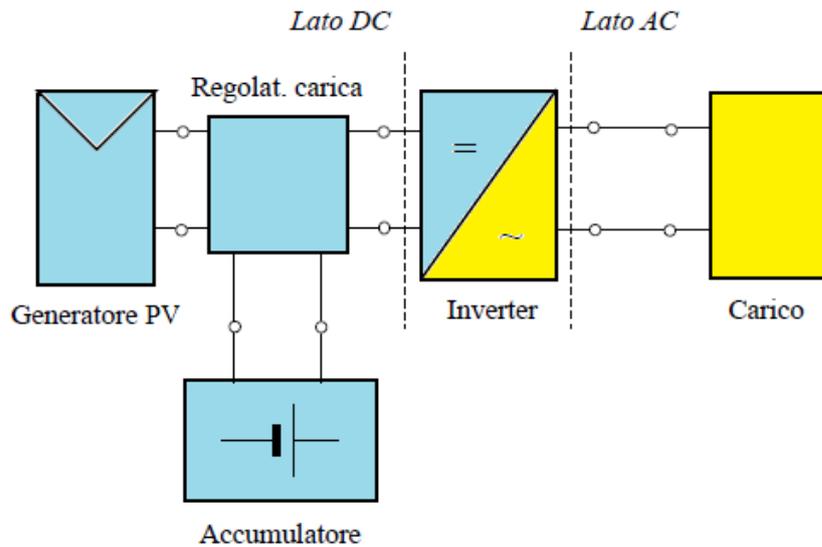
Dallo schema di figura 1.1 si possono individuare quelli che, di fatto, sono i principali blocchi costitutivi di un impianto PV autonomo:

- generatore fotovoltaico
- carico elettrico (AC oppure DC)
- sistema di accumulo
- regolatore di carica
- inverter.

Di seguito si trova una dettagliata descrizione di ognuno degli oggetti sopra elencati.

---

<sup>1</sup>In Italia è stato prorogato al 31 dicembre 2018 il termine per le detrazioni IRPEF al 50% sulle spese effettuate per opere di ristrutturazione edilizia (l'installazione di un impianto PV è annoverata tra queste). Tali opere godono, inoltre, anche di IVA agevolata al 10% [1].



**Figura 1.1:** Schema di principio di un impianto PV in isola [2].

## Il generatore fotovoltaico

Questo elemento rappresenta il "cuore pulsante" di un impianto PV: esso è costituito da singoli pannelli fotovoltaici connessi tra loro a comporre il *campo fotovoltaico*<sup>2</sup>. È chiaro come le caratteristiche del generatore PV siano funzione sia del numero di moduli installati che del tipo di connessione selezionata per collegarli.

La scelta riguardo al numero di pannelli da installarsi consente al progettista di variare piuttosto finemente la potenza totale installata e di conseguenza la taglia del generatore cui i singoli moduli danno complessivamente origine.

In quanto al collegamento elettrico da realizzarsi per interfacciare questi componenti tra loro, esistono due opzioni possibili: la connessione serie (a costituire una stringa) oppure quella parallelo (soluzione attuata più spesso tra stringhe piuttosto che fra singoli pannelli per dare origine al campo fotovoltaico complessivo). Il collegamento in serie consente di aumentare la tensione d'uscita del generatore PV risultante, mentre la connessione in parallelo, all'opposto, determina un incremento della corrente di uscita.

La taglia ed il tipo di interconnessione tra i singoli pannelli sono da scegliersi in fase progettuale in base alle caratteristiche del sito, al tipo di utente ed alle specifiche richieste.

Riguardo i moduli fotovoltaici in sé, non si intende scendere nei dettagli in questa sede, in quanto ciò comporterebbe una digressione piuttosto ampia che oltretutto non si inserirebbe appieno all'interno del progetto. Ci si limita, pertanto, ad evidenziarne esclusivamente l'indispensabile presenza, sia in un impianto ad isola che

<sup>2</sup>Con questo termine si indica l'insieme dei moduli di un impianto nella loro configurazione elettrica definitiva

in uno connesso alla rete, senza indagare oltre sulle tecnologie disponibili in merito e sulle caratteristiche specifiche per ognuna di esse.

## I carichi elettrici

Così come per i moduli fotovoltaici, anche per questo elemento non si reputa opportuno dare vita ad una lunga dissertazione che potrebbe fuorviare il lettore.

Ai fini del progetto, è importante sapere soltanto che per carico elettrico si intende qualunque dispositivo che necessiti di un'alimentazione elettrica ed assorba potenza. Nello specifico, negli impianti PV *stand-alone* si possono incontrare sia carichi in DC (non presenti nello schema di figura 1.1) che in AC.

## Il sistema di accumulo elettrochimico (BES)

Un elemento centrale nell'architettura di impianto PV in esame è di certo il sistema di accumulo<sup>3</sup>.

In accordo a quanto affrontato in precedenza relativamente alla variabilità di generazione e carico, appare infatti chiara l'imprescindibilità di questo componente, dato che in special modo per un utente isolato sarà molto difficile, se non impossibile, che si verifichi un *match* costante tra la curva di generazione e quella di carico. Per poter quindi risolvere il *mismatch* che irrimediabilmente si origina tra queste due grandezze e considerando altresì l'assenza di connessione alla rete (caratteristica propria dell'architettura in esame), risulterà indispensabile la presenza di un sistema di accumulo dell'energia prodotta localmente. Dotando l'impianto PV del suddetto elemento, lo si rende capace di garantire lo stoccaggio del *surplus* di energia prodotto quando la generazione supera la domanda e, viceversa, di fornire l'energia necessaria a sostenere quest'ultima quando la generazione è invece insufficiente.

Tra le tecnologie che possono essere impiegate per la realizzazione di un sistema di accumulo, le seguenti sono quelle principali [3]:

- Pompaggio dell'acqua<sup>4</sup>;
- Stoccaggio di aria compressa o di idrogeno;
- Accumulatori elettrochimici (in genere al litio o al piombo);

---

<sup>3</sup>In realtà, è doveroso specificare che esistono applicazioni *off-grid*, sia per l'alimentazione di carichi DC che AC, le quali non richiedono l'installazione di batterie. La loro diffusione risulta tuttavia piuttosto limitata.

<sup>4</sup>Per l'attuazione di questa tecnica sono necessari due serbatoi situati a quote diverse. Quando si ha un *surplus* di energia, l'acqua viene pompata dal serbatoio a valle a quello a monte; viceversa, quando si ha un *deficit* di energia, si sfrutta il potenziale dell'acqua accumulata nel serbatoio a monte per far ruotare le pale di una turbina e di conseguenza produrre la quota di energia elettrica richiesta dal carico [3].

- Gruppi rotanti.

A livello mondiale, la capacità di accumulo dell'energia elettrica è ancora rappresentata prevalentemente dal pompaggio dell'acqua (a metà del 2017 questa tecnologia costituiva da sola circa il 96% del valore globale complessivo, quest'ultimo pari a 173 GW) [3].

Per ovvi motivi, nel progetto PVZEN si è però considerato di adottare un sistema di stoccaggio di natura elettrochimica ed in seguito si farà quindi riferimento esclusivamente a questa soluzione. Più in particolare, tra le tecnologie disponibili per le batterie, nella realizzazione degli impianti PV si privilegia generalmente l'impiego di quelle al litio in ragione della longevità che le contraddistingue e in questa stessa direzione ci si è mossi anche all'interno del progetto PVZEN.

In quanto al dimensionamento di questo organo, è chiaro che la scelta della sua taglia dipenda indissolubilmente da quella dell'impianto.

In particolare, il criterio di scelta seguito negli impianti PV ad isola (a generazione esclusivamente fotovoltaica) prevede che il sistema di accumulo sia tale da scongiurare in ogni momento, eccetto in condizioni straordinarie, il mancato soddisfacimento della domanda elettrica. Questo criterio in genere comporta un sovradimensionamento delle batterie, le quali vengono sfruttate appieno soltanto molto raramente e che potrebbe essere ovviato con una connessione di riserva alla rete elettrica, se tecnologicamente ed economicamente attuabile, o con una fonte di generazione alternativa quale un gruppo elettrogeno.

Da un punto di vista economico, le batterie sono uno degli elementi dal maggior impatto sul costo di installazione dell'impianto e di conseguenza è chiaro che un loro sovradimensionamento, come previsto dall'architettura *stand-alone* ad esclusiva generazione PV, conduca ad un importante esborso che non può essere tralasciato nell'ambito di un'attenta valutazione economica sul lungo periodo.

Pur essendo il sistema di accumulo l'oggetto cardine di questo genere di impianto PV, la sua presenza comporta necessariamente anche quella di due componenti descritti di seguito e i quali rivestono un ruolo di altrettanto rilievo.

### **Convertitore DC/DC impiegato come regolatore di carica**

Relativamente a questo dispositivo, si può affermare come esso non abbia alcun motivo di essere incluso in un impianto fotovoltaico qualora questo non fosse dotato di BES. Il convertitore DC/DC impiegato come regolatore di carica non possiede infatti un compito a sè, poiché la sua presenza è esclusivamente funzionale alla gestione delle batterie.

Questo elemento, in pratica, altri non è che un regolatore di tensione e/o corrente con il compito di monitorare lo stato di carica (SOC) delle batterie e mantenerlo entro i limiti previsti, proteggendole da un'eventuale sovraccarica (interrompendo la connessione con il generatore PV) o da una scarica troppo profonda (disalimentando invece il carico). Di fatto, il regolatore di carica si configura come controllore e gestore dei flussi di potenza tra l'array fotovoltaico, le batterie ed il carico [4].

È possibile suddividere i regolatori di carica generalmente impiegati negli impianti fotovoltaici in due famiglie: PWM e MPPT<sup>5</sup>.

I dispositivi controllati con logica PWM realizzano il trasferimento alle batterie dell'energia prodotta dai moduli PV mediante la generazione di impulsi di corrente mantenendo, allo stesso tempo, la tensione DC all'uscita degli stessi moduli pari a quella di batteria (o del banco di accumulatori). È opportuno puntualizzare che la durata e la frequenza degli impulsi di corrente sono modificate dal controllo in funzione dello SOC del sistema d'accumulo. Il controllo PWM modula la corrente in uscita dai moduli PV dando vita ad una f.d.o. pulsata con impulsi di breve durata e ad alta frequenza qualora lo SOC delle batterie sia elevato, mentre, in caso contrario, fa sì che le batterie vengano ricaricate con impulsi di corrente di maggior durata e a frequenza ridotta rispetto al caso precedente [5] [6] [7].

In quanto invece ai regolatori di tipo MPPT, essi sono costituiti da un convertitore DC/DC, in genere di tipo *buck*, ed un circuito di controllo che implementa sul convertitore la logica MPPT. Al contrario dell'altra classe di regolatori, questi sono in grado di modificare, con la variazione delle condizioni ambientali (irradianza e temperatura), il punto di lavoro del generatore PV per "inseguire" il punto di massima potenza.

Tra queste due soluzioni, dal punto di vista tecnico, è preferibile in generale l'impiego di un regolatore MPPT, poiché esso garantisce in ogni caso la massima capacità produttiva disponibile al momento; un regolatore PWM può competere con le prestazioni di un MPPT soltanto qualora la tensione del BES sia confrontabile con quella di massima potenza, mentre in caso contrario comporterebbe di certo una minore producibilità. Si stima che l'impiego di un regolatore MPPT piuttosto che PWM possa generare un *surplus* di energia prodotta e stoccata nel SDA che si attesta tra il 10% ed il 30% [5].

Dal punto di vista economico, inevitabilmente, la maggior raffinatezza di un dispositivo con logica MPPT comporta un esborso iniziale più elevato rispetto ad un

---

<sup>5</sup>In realtà esistono anche altre due categorie di questi dispositivi, ossia quelli di tipo shunt e di tipo serie; in questa sede non si è ritenuto, tuttavia, necessario prenderle in considerazione perché di diffusione minore rispetto ai regolatori di tipo PWM e MPPT e, di conseguenza, anche di minor interesse [5].

regolatore PWM, sebbene sul medio-lungo periodo questo venga poi compensato dal ritorno economico associato alla maggiore producibilità che esso garantisce (ovviamente la consistenza di questo rientro economico è tanto maggiore quanto più ampia è la taglia dell'impianto).

Prima di procedere nell'analisi dell'ultimo tra gli elementi costitutivi dell'impianto PV *stand-alone* individuati, si vuole portare all'attenzione del lettore come tutti i componenti finora presi in esame funzionino in corrente continua, eccezion fatta per il carico dell'utente, che richiede invece un'alimentazione in corrente alternata (monofase o trifase a seconda della potenza contrattuale dello stesso utente). Si è accennato, in precedenza, della possibilità che il carico da servire sia anch'esso in DC, ma è doveroso precisare come quest'eventualità non escluda l'altra; infatti, eccetto in applicazioni particolari, la presenza di carichi in DC, più che sostituire una domanda elettrica in AC, si affianca a quest'ultima.

Per via della coesistenza, all'interno dell'impianto PV, sia di apparecchiature funzionanti in DC sia di altre che, invece, necessitano di un'alimentazione AC, risulta indispensabile l'installazione di un **inverter**.

### **Convertitore DC/AC o inverter**

Questo dispositivo, tramite lo *switching* controllato di interruttori a semiconduttore (in genere MOSFET o IGBT) Indipendente dalla natura dell'impianto (*stand-alone* o *grid-connected*) è il posizionamento del modulo inverter all'interno dello schema globale dell'impianto stesso: in figura 1.2 vengono presentate le configurazioni possibili per il campo fotovoltaico.

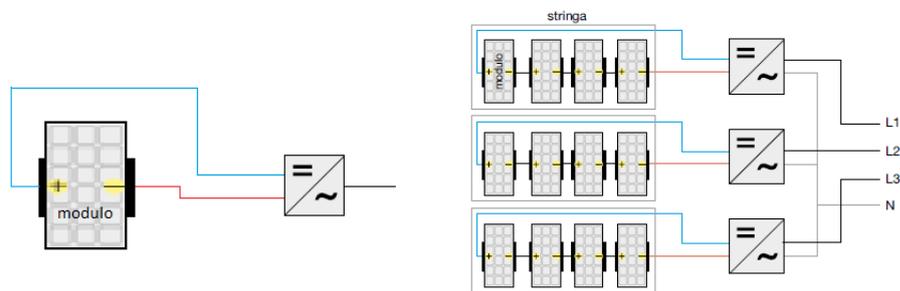
Nei piccoli impianti fino a 6 kW con allacciamento monofase alla rete BT, casistica propria del progetto PVZEN, si installa generalmente un unico inverter [8].

Per quanto concerne invece la topologia interna di questi dispositivi, occorre constatarne la variabilità in funzione della natura dell'impianto per cui vengono progettati.

Una prima distinzione di massima tra gli inverter può fondarsi sull'architettura di impianto per cui essi sono progettati: possono essere, così, individuate le due macro-categorie di inverter *stand-alone* e di quelli *grid-connected*.

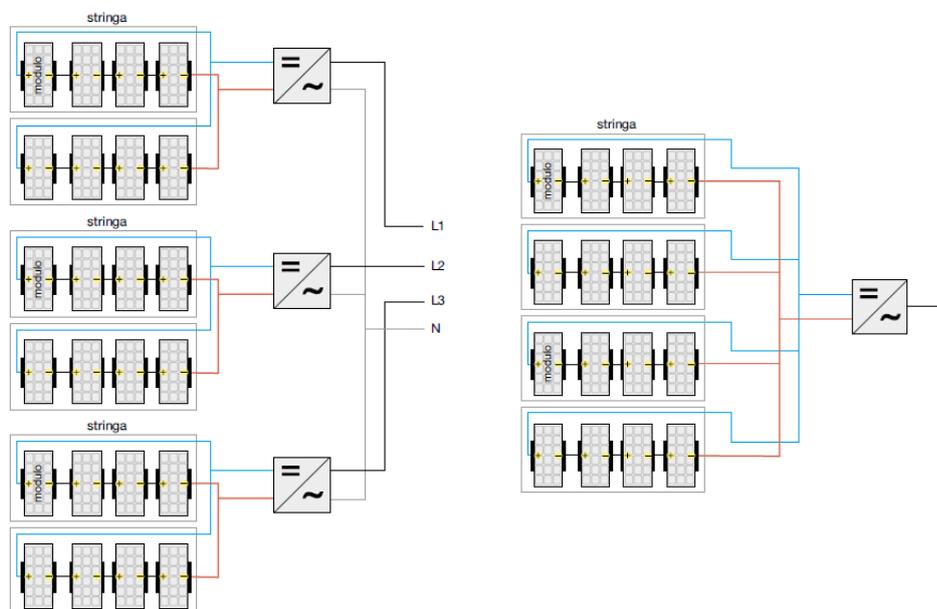
Per il momento, volgeremo l'attenzione soltanto alla prima delle due famiglie menzionate, posticipando ad un momento successivo l'approfondimento dell'altra. Tuttavia, prima di procedere, si ritiene opportuno osservare che esistono anche delle tipologie di inverter catalogabili o in entrambe le categorie sopra definite o in nessuna di esse; eccone di seguito un breve elenco:

- **Inverter grid-interactive**, capaci di funzionare sia connessi a rete che ad isola e ideali, in particolare, per il collegamento ad una porzione di rete che presenti frequenti disservizi;
- **Inverter bidirezionali (BDI)**, definiti anche "inverter da batteria", in quanto particolarmente indicati per gestire in AC le batterie<sup>6</sup>;
- **Inverter ibridi o multi-porta**, i quali possono racchiudere al proprio interno più stadi di conversione (secondo diverse configurazioni), presentano input e/o output multipli e possono anch'essi essere impiegati sia per impianti ad isola che connessi a rete.



(a): Impianto con micro-inverter.

(b): Impianto con un inverter per stringa.



(c): Impianto multi-inverter.

(d): Impianto mono-inverter.

**Figura 1.2:** Possibili configurazioni del campo solare [8].

<sup>6</sup>Il discorso relativo all'interfaccia tra le batterie ed il resto dell'impianto, che può essere sia AC che DC, verrà approfondito nella sezione relativa agli impianti PV connessi a rete.

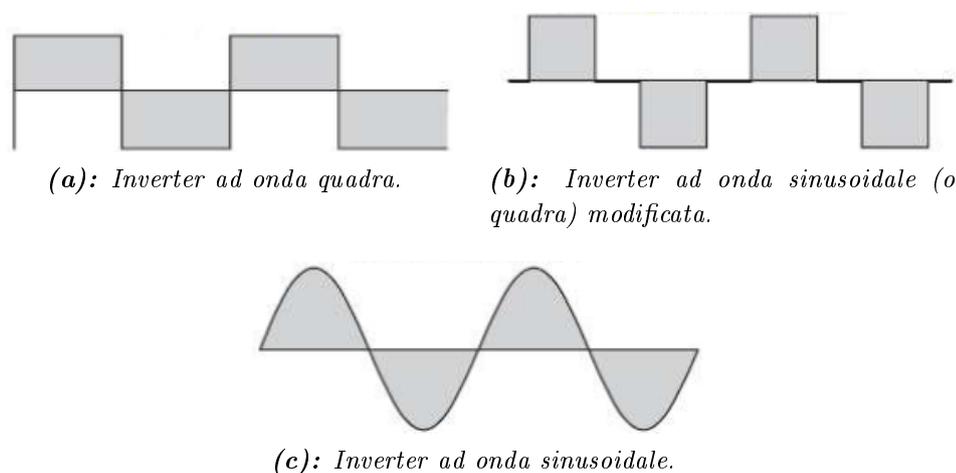
Tornando agli inverter stand-alone, è opportuno rimarcare come essi siano specifici per soluzioni *off-grid* ed inadatti per un'eventuale connessione alla rete; per di più, sono compatibili solo con un'architettura ad interfaccia in DC tra le batterie ed il resto dell'impianto.

In un impianto PV autonomo, generalmente, si richiede una sorgente AC a 230 V @ 50 Hz oppure a 110 V @ 60 Hz. Per poter soddisfare questa specifica, si impiegano degli inverter a transistor (MOSFET o IGBT), in quanto presentano il vantaggio di essere controllabili sia all'accensione che allo spegnimento, laddove invece i tiristori lo sono soltanto all'accensione [2].

Gli inverter *stand-alone* possono essere ulteriormente suddivisi in tre categorie, in base alla forma d'onda di tensione che generano all'uscita in AC:

- inverter ad onda quadra;
- inverter ad onda sinusoidale modificata;
- inverter ad onda sinusoidale.

In figura 1.3 sono riportate le forme d'onda caratteristiche di ognuna di esse, mentre in tabella 1.1 a pagina 11 ne vengono riepilogate le principali caratteristiche.



**Figura 1.3:** Forme d'onda delle tensioni d'uscita nelle tre tipologie di inverter stand alone [9].

Prima di concludere l'analisi relativa agli inverter utilizzabili nella tipologia di impianto PV in esame, è utile fare una precisazione.

In applicazioni fotovoltaiche, quindi sia nell'ambito di impianti PV autonomi che connessi alla rete, con il termine *inverter* non si indica esclusivamente l'unità che effettivamente realizza la conversione DC/AC, ma piuttosto una struttura che *complessivamente* svolge quella funzione.

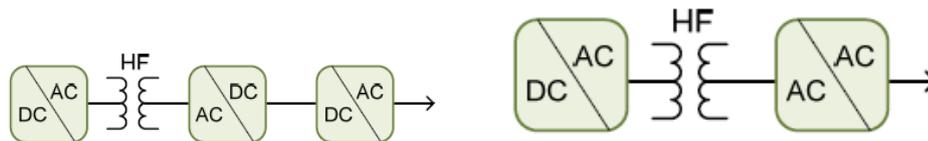
Infatti, negli inverter per applicazioni fotovoltaiche, sono quasi sempre inclusi componenti aggiuntivi rispetto alla "pura" unità invertente.

La struttura base, a cui può aggiungersi anche un sistema di batterie integrate, è generalmente costituita da un blocco DC/DC (che, in particolare negli inverter ibridi, può implementare anche le funzioni di MPPT e/o regolatore di carica, quest'ultima ovviamente solo in presenza di un accumulo), uno DC/AC ed un trasformatore (eccetto nelle più recenti soluzioni *transformerless*). L'articolazione dei suddetti blocchi tra di loro può originare diverse topologie di convertitore, di cui vengono forniti alcuni esempi in figura 1.4, e ciascuna configurazione, ovviamente, presenta i propri vantaggi e svantaggi.



(a): Inverter transformerless.

(b): Inverter con trasformatore LF a presa centrale in uscita.



(c): Inverter con trasformatore HF a presa centrale annidato in un blocco DC/DC.

(d): Inverter con trasformatore HF a presa centrale e blocco AC/AC all'uscita.

**Figura 1.4:** Esempi schematici di possibili topologie degli inverter (sia stand-alone che grid-connected) [10].

**Tabella 1.1:** Caratteristiche delle tre tipologie di inverter utilizzabili per impianti PV autonomi [6].

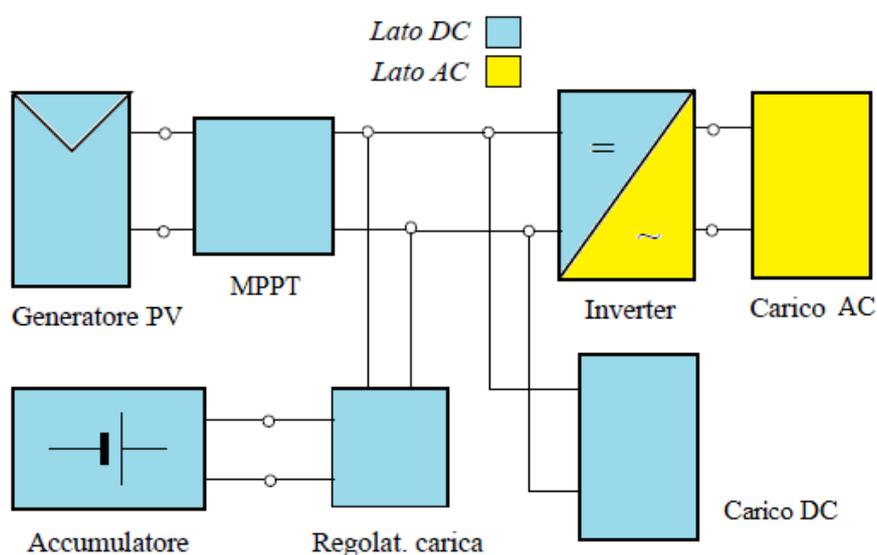
Onda quadra	Onda sinusoidale modificata	Onda sinusoidale
Costo contenuto	Costo intermedio	Costo piuttosto elevato
Elevato contenuto armonico	Emissione armonica significativa, ma inferiore rispetto all'inverter ad onda quadra	Emissione armonica molto limitata grazie a diversi elementi circuitali aggiuntivi ed all'impiego di un filtro <i>ad hoc</i> in uscita
Adatto per l'alimentazione di apparecchi poco "sensibili" alle armoniche, come i carichi puramente resistivi (tra cui la maggior parte dei dispositivi per l'illuminazione ed il riscaldamento)	Adeguato, ma non ideale <sup>a</sup> , anche per l'alimentazione di motori AC e di alcune apparecchiature elettroniche dotate di alimentatore <i>switching</i> .	Adatto praticamente per ogni utilizzatore. Il suo impiego risulta vantaggioso anche per l'alimentazione di quei dispositivi che possono essere alimentati pure con le altre due tipologie di inverter

<sup>a</sup>Si è utilizzata questa dicitura perché il funzionamento ottimale dei dispositivi sopra citati si ha con un'alimentazione sinusoidale. La presenza di armoniche provoca una riduzione di efficienza, surriscaldamento e ondulazioni di coppia nei motori; nei dispositivi elettronici, invece, la presenza di armoniche può generare *glitches, crashes* e rumore.

## 1.1.2 Architettura complessiva di impianto *stand-alone*

Come si è potuto evincere da quanto detto fino ad ora, l'architettura di un impianto PV ad isola non è neanche lontanamente vicina ad essere univoca, in ragione di tutte le variabili che possono entrare in gioco.

Pur tuttavia, lo schema di principio che sta alla base di ogni possibile architettura *stand-alone* resta fondamentalmente lo stesso; di seguito se ne propone la versione più completa possibile, analoga allo schema di figura 1.1 a pagina 3 ma non del tutto identica.



**Figura 1.5:** Schema completo di un impianto PV in isola [2].

Nello schizzo qui presente, sono infatti rappresentati in modo chiaro tutti i componenti principali, senza prendere in considerazione eventuali accorpamenti o integrazioni tra loro.

Tuttavia, è opportuno precisare che spesso i blocchi MPPT e regolatore di carica sono riuniti in un unico dispositivo. Oltre a questo, resta valido quanto affermato in precedenza relativamente all'inverter: questa apparecchiatura può comprendere al suo interno non solo uno stadio DC/DC che svolga le funzioni MPPT e/o regolatore di carica, ma anche lo stesso sistema d'accumulo.

## 1.2 Impianti fotovoltaici *grid-connected*

Fino a questo momento, la trattazione si è concentrata quasi esclusivamente sulle peculiarità degli impianti PV autonomi, facendo raramente riferimento alle caratteristiche di quelli connessi alla rete. In questa sezione, invece, si provvederà ad approfondire proprio il discorso relativo agli impianti PV *grid-connected*, integrando corposamente e completando quanto anticipato "trasversalmente" nella sezione antecedente.

Se, come affermato in precedenza, gli impianti PV autonomi sono ideali per tutti quegli utenti *isolati*, per i quali una eventuale connessione alla rete pubblica risulterebbe di difficile realizzazione tecnica o economica, gli impianti PV *grid-connected* si individuano, generalmente, come la soluzione migliore per gli utenti già connessi alla rete nazionale o per quelli che non vi sono ancora collegati ma sono comunque situati nelle sue vicinanze.

Come anticipato nella sezione precedente, in realtà, la scelta tra soluzione *grid-connected* o *stand-alone* è soggetta ad una valutazione economica di ben più ampio respiro; al giorno d'oggi, comunque, l'architettura con connessione alla rete resta la più vantaggiosa almeno in ambito cittadino e qualora la rete pubblica sia sufficientemente vicina.

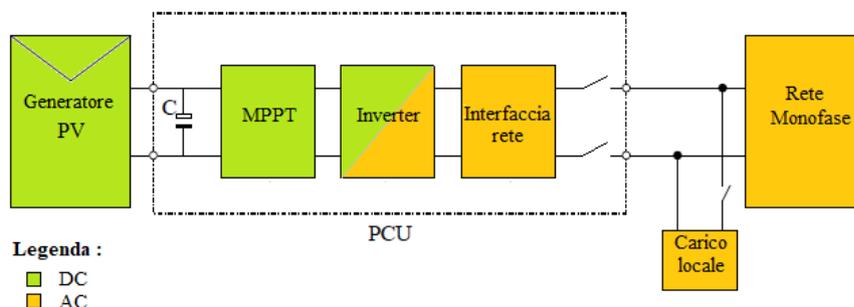
Il costo al kWp è sicuramente uno dei fattori cruciali a favore della soluzione con connessione alla rete; in merito a questo aspetto, il principale scarto tra le due architetture di impianto PV è dovuto alla presenza del sistema di accumulo ed al suo peso economico nella soluzione *stand alone*. Detto questo, non significa che nei sistemi PV *grid-connected* non venga mai presa in considerazione l'installazione di un banco di batterie, ma il concetto che ne sta alla base del dimensionamento nell'una e nell'altra architettura è alquanto diverso: se in un impianto connesso a rete la taglia dell'accumulo non è soggetta a vincoli stringenti (in quanto, sul lungo periodo, garantisce comunque un risparmio, aumentando la quota di energia auto-consumata rispetto a quella prelevata dalla rete), nella soluzione ad isola essa deve invece essere tale da garantire l'autosufficienza dell'utente in ogni momento dell'anno.

Concluso questo preambolo su considerazioni di carattere prevalentemente economico, si può procedere ora con lo studio dell'architettura di un impianto PV connesso alla rete di distribuzione e degli elementi cardine che la costituiscono.

### 1.2.1 Schema di principio e composizione di un impianto *grid-connected*

Procedendo con lo stesso metodo adottato per l'analisi dell'impianto PV autonomo, si provvede innanzitutto ad individuare e conseguentemente a descrivere uno ad uno, ove necessario, i principali componenti di un impianto PV connesso a rete. Al termine di questo processo, si concluderà il quadro così tracciato con la presentazione dell'architettura completa dell'impianto, di cui si presenta un primo schema di

principio in figura 1.6, allo scopo di agevolare la comprensione da parte del lettore.



**Figura 1.6:** Schema di principio di un impianto PV connesso a rete [2].

Come si può evincere dal modello soprastante, un impianto PV connesso a rete è costituito dai seguenti elementi chiave:

- Il generatore PV;
- La PCU, ovvero *Power Conditioning Unit*;
- I carichi AC locali.

Per quanto concerne il **generatore PV**, non si può aggiungere nulla in più rispetto a quanto già detto nella sezione precedente. Lo stesso dicasi per i **carichi locali**, a proposito dei quali si può precisare soltanto che, mentre prima potevano essere sia in AC che in DC, negli impianti PV connessi a rete essi possono invece essere soltanto di natura AC.

Al contrario, maggior attenzione merita l'**unità di condizionamento della potenza (PCU)**, che consente la connessione del generatore PV in corrente continua alla rete ed ai carichi in corrente alternata. Si provvederà, pertanto, ad un'analisi dettagliata di questo elemento nella sezione seguente, ad esso dedicata.

### 1.2.2 La *Power Conditioning Unit* (PCU)

Come si è potuto osservare in figura 1.6 di pagina 14, l'unità di condizionamento della potenza non è costituita da un unico elemento, bensì da tre organi distinti: un primo blocco, lato DC, che realizza la funzione MPPT, seguito da un inverter ed infine da un'interfaccia con la rete di distribuzione, quest'ultima disposta a monte della connessione ai carichi AC ed alla rete di distribuzione.

#### L'unità MPPT

L'elemento individuato con l'acronimo MPPT altri non è che un convertitore DC/DC adeguatamente controllato mediante un determinato algoritmo, il quale consente, al

variare di irradianza e temperatura, di modificare il punto di lavoro del campo fotovoltaico al fine di estrarre dal generatore PV la massima potenza e trasferirla al carico (o immetterla in rete) con valori di tensione e corrente diversi da quelli in ingresso.

Tra gli svariati algoritmi ideati per inseguire il punto di massima potenza (MPP), la soluzione migliore, sia per ragioni di costo che di prestazioni, è la tecnica "*Perturba & Osserva*". Il controllo, quando si implementa questo algoritmo, impone una variazione di tensione  $\Delta V$  e misura la corrispondente alterazione di potenza  $\Delta P$ ; se quest'ultima è positiva, si attua un'ulteriore variazione di tensione nella stessa direzione, in caso contrario si cambia il segno della variazione [2].

### **L'inverter fotovoltaico**

Siccome un'analisi soddisfacente dell'oggetto in questione richiede di certo un'ampia digressione, si preferisce lasciare momentaneamente in sospenso l'argomento per poi trattarlo soltanto successivamente in una sezione dedicata; tale scelta è presa, ovviamente, negli interessi del lettore, al fine di ottenere come risultato una maggior chiarezza espositiva, evitando di interrompere il discorso relativo alla PCU.

Ora si procederà, pertanto, nel descrivere gli altri elementi che compongono l'unità di condizionamento della potenza.

### **L'interfaccia con la rete**

L'elemento che si vuole esaminare è stato finora trattato come un oggetto unico, nonostante possa essere considerato tale soltanto a seguito di una semplificazione concettuale. In realtà, infatti, esso è generalmente costituito da più dispositivi indipendenti che insieme svolgono la funzione di *raccordo* tra l'inverter e la rete.

Tra i diversi componenti che *possono* far parte dell'unità di interfaccia, vi sono:

- un induttore di disaccoppiamento dalla rete, indispensabile per poter iniettare o assorbire potenza dalla rete pubblica;
- un filtro, attivo o passivo, allo scopo di ridurre l'emissione armonica e rispettarne i limiti imposti dalla legge;
- le protezioni da sovraccarico e da funzionamento ad isola;
- il contatore dell'energia prodotta.

In base a quanto già affrontato in precedenza, per le apparecchiature descritte nei primi tre punti dell'elenco soprastante, esiste l'eventualità che esse non siano presenti come elementi indipendenti, ma siano invece direttamente incluse all'interno

dell'inverter.

É chiaro, viceversa, che non si può fare altrettanto con il contatore dell'energia prodotta, il quale deve essere presente in forma indipendente dagli altri componenti.

A questo punto, è da ritenersi conclusa l'analisi dettagliata della PCU, eccezion fatta per l'inverter fotovoltaico, argomento che verrà approfondito di seguito.

### 1.2.3 L'inverter fotovoltaico: caratteristiche, specifiche e funzionalità richieste

Per quanto riguarda il modulo inverter, molto è già stato anticipato nella sezione relativa agli impianti PV ad isola: restano, infatti, valide anche per gli inverter *grid-connected* (altresì detti semplicemente *fotovoltaici*) le precedenti considerazioni relative alla configurazione del campo solare ed alla topologia interna. Trattandosi però, in questo caso, di inverter concepiti per essere connessi alla rete nazionale, essi risultano indispensabilmente soggetti a normative e specifiche tecniche più stringenti.<sup>7</sup>

#### Distorsione armonica (THD)

Innanzitutto, i limiti normativi, a proposito del contenuto armonico (in termini di THD) all'interfaccia con la rete, escludono la possibilità di impiegare due delle categorie di inverter che invece erano adeguati, seppur con delle riserve, per gli impianti PV autonomi: quelli ad onda quadra e quelli ad onda sinusoidale modificata. Rispetto alla classificazione di questi dispositivi in base all'uscita AC vista nella sezione precedente, è quindi chiaro che rimane un'unica tipologia impiegabile per la connessione alla rete: gli inverter ad onda sinusoidale pura. In realtà, esiste un'ulteriore classe di convertitori DC/AC finora non menzionata perché, di fatto, considerabile a metà fra quelli ad onda sinusoidale pura e modificata: gli inverter ad onda sinusoidale a gradini (*stepped*). I convertitori DC/AC che presentano un'uscita di tensione AC di questo genere e rientrano nei limiti normativi in quanto a THD, possono anch'essi essere impiegati in un impianto PV connesso a rete, proprio come gli inverter ad uscita AC sinusoidale pura.

---

<sup>7</sup>A livello internazionale si rimanda alle normative IEC61727 (Per  $P_n < 10kW$ ) e EN61000-3-2 (Per applicazioni di potenza ridotta, con  $I < 16A$ ), mentre a livello nazionale si fa riferimento alla CEI EN 61727 [11] [12].

## Protezione *anti-islanding*

Oltre a fissare un limite per il contenuto armonico dell'energia immessa in rete, le normative vigenti relative agli impianti a generazione distribuita sanciscono l'obbligatorietà di protezione *anti-islanding* all'interfaccia con la rete. Questa funzione può essere assolta da una circuiteria indipendente o integrata nell'unità di conversione DC/AC<sup>8</sup> e deve essere in grado di diagnosticare autonomamente l'eventuale assenza della rete, individuando la violazione dei limiti di sicurezza nelle caratteristiche di tensione e/o frequenza al punto di connessione.

Fondamentalmente, esistono due tecniche per il controllo della protezione *anti-islanding*, ossia quella *attiva* e quella *passiva*. Mentre la prima si basa sull'iniezione di un errore in tensione e/o frequenza che in caso di guasto della rete porta all'intervento della protezione, la seconda prevede il semplice monitoraggio di una o entrambe le grandezze sopracitate ed un loro feedback positivo che, in presenza di guasto, determina l'intervento della protezione. Di fatto, mentre i sistemi *passivi* prevedono soltanto il monitoraggio di una serie di parametri e grandezze elettriche disponibili, invece i sistemi *attivi* iniettano delle perturbazioni periodiche nel sistema e, osservandone la risposta, riescono a comprendere quando si rende necessaria la disconnessione dalla rete pubblica. In entrambi i casi, è essenziale che, qualora venga individuato un funzionamento ad isola dell'impianto con generazione distribuita, la protezione *anti-islanding* intervenga entro 2 secondi, non soltanto per garantire la sicurezza delle persone, ma anche per evitare ipotetici danni ad apparecchiature e strutture ad esso connesse (locali o di rete) [14] [15].

## Isolamento galvanico

Le normative, non solo a livello italiano ma anche estero, impongono un ulteriore vincolo alla struttura degli inverter fotovoltaici per connessione alla rete: si richiede, infatti, un isolamento galvanico tra la parte DC e quella AC dell'impianto. Questa disposizione è volta ad evitare il trasferimento sulla rete di eventuali componenti continue di corrente presenti sul lato AC del convertitore e, per rispettarla, si può ricorrere all'impiego di un trasformatore. A livello italiano, per impianti di potenza

---

<sup>8</sup>L'integrazione della protezione di interfaccia all'interno del convertitore si può attuare nei casi seguenti:

- impianti monofase di potenza inferiore a 11,08 kW;
- impianti trifase di potenza inferiore a 20 kW;
- impianti con un numero di convertitori non superiore a 3.

All'interno di questa casistica, deve essere prevista anche l'installazione di un sistema di autotest per garantire e verificare periodicamente che tutte le funzioni di protezione siano effettivamente attive [13].

inferiore a  $20\text{ kW}$ , si può ovviare all'impiego di questo componente<sup>9</sup>, sostituendolo con dispositivi di protezione (eventualmente integrati nel convertitore) in grado di individuare eventuali componenti continue di corrente iniettate in rete ed intervenire [17]:

- in  $200\text{ ms}$  qualora la componente continua fosse superiore a  $1\text{ A}$ ;
- in  $1\text{ s}$  se la componente continua supera lo  $0,5\%$  della corrente nominale dell'inverter.

Della topologia interna del convertitore e delle possibili scelte relative all'integrazione di un trasformatore ed alla sua collocazione si era già discusso nella sezione precedente.

### **Regolazione del fattore di potenza**

Infine, un ultimo vincolo imposto per legge agli inverter fotovoltaici, riguarda la presenza obbligatoria di un sistema di regolazione del fattore di potenza: al fine di mantenere gli scambi di potenza reattiva con la rete entro i limiti consentiti e partecipare, di conseguenza, alla regolazione della tensione, si richiede che questo termine non sia mai inferiore al valore di  $0,9$  per impianti di potenza complessiva al di sotto di  $11,08\text{ kW}$ . In pratica, gli impianti di taglia inferiore al limite di potenza appena visto devono presentare una curva di *capability* triangolare, mentre quelli che lo superano devono, invece, essere caratterizzati da una curva di *capability* rettangolare che consente all'utenza di funzionare con un  $\cos\phi$  anche notevolmente più basso di  $0,9$  qualora fosse necessario ai fini della stabilità di rete [17] [2].

### **Sincronizzazione con la rete pubblica**

Dopo aver enucleato brevemente le principali condizioni imposte agli inverter fotovoltaici *grid-connected* dalle normative, si vuole mettere ora in evidenza una loro peculiarità, che li distingue dagli inverter per impianti PV ad isola.

Per poter iniettare energia elettrica in rete e regolare opportunamente il  $\cos\phi$  variando, di conseguenza, anche la proporzione tra la quota attiva e quella reattiva di potenza erogata, si rende necessario il monitoraggio di quelle grandezze di rete che risultano cruciali sia per questioni di sicurezza<sup>10</sup> sia per sincronizzare l'inverter, e quindi il generatore PV, con la rete stessa.

---

<sup>9</sup>Isolare galvanicamente tramite trasformatore è obbligatorio soltanto qualora il generatore fotovoltaico avesse un morsetto a terra, negli altri casi si possono adottare soluzioni alternative.

<sup>10</sup>Come già disaminato in precedenza, il convertitore DC/AC deve monitorare le grandezze elettriche di rete al punto di connessione comune e, qualora esse violassero i limiti prestabiliti dalle normative, esso deve garantire la disconnessione tempestiva dell'impianto.

È bene specificare che per *sincronizzazione*, in questo contesto, si intende un processo adattivo attraverso il quale un segnale di riferimento, prodotto dall’algoritmo di controllo del convertitore, viene allineato ad una variabile di rete, generalmente la componente fondamentale della tensione di linea. Relativamente ai sistemi monofase, i parametri di maggior interesse della tensione di rete sono l’ampiezza della componente fondamentale e l’angolo di fase della stessa.

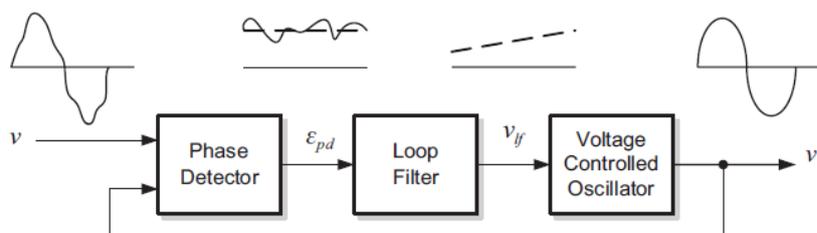
Per poter fornire una visione d’insieme della proposta tecnologica attualmente disponibile in questo campo, è dapprima necessario distinguere le tecniche di sincronizzazione alla rete nelle due seguenti categorie:

- metodi di sintonizzazione nel dominio della frequenza;
- metodi di sintonizzazione nel dominio del tempo.

Le tecniche di sincronizzazione appartenenti al primo gruppo prevedono, per lo più, una qualche applicazione dell’analisi di Fourier, allo scopo di individuare i parametri d’interesse della tensione di rete e sintonizzare con essi il controllo del convertitore. I metodi di sincronizzazione nel dominio del tempo presuppongono, invece, un qualche anello adattivo che permetta all’oscillatore interno al controllo di seguire l’evoluzione delle caratteristiche di interesse del segnale in ingresso.

Nella maggior parte delle applicazioni ingegneristiche, si utilizza la tecnica *phase-locked loop* (PLL), che monitora la fase della tensione di rete e sincronizza con essa la tensione d’uscita AC del convertitore. Altra tecnica di grande interesse è la *frequency-locked loop* (FLL), che permette, invece, di sintonizzarsi con la frequenza effettiva di rete, ed è molto efficace soprattutto ove la rete è affetta da disturbi transitori innescati da guasti di rete. Entrambi i metodi appena citati (PLL e FLL) rientrano tra quelli nel dominio del tempo [15].

Poiché, ai fini della comprensione dell’argomento principale di questo studio, si ritiene non necessario approfondire ulteriormente l’argomento, si concluderà il discorso sulla sincronizzazione di un inverter alla rete pubblica presentando, soltanto per completezza, lo schema a blocchi del PLL (figura 1.7) fornendone anche una breve descrizione [15].



**Figura 1.7:** Struttura base per l’implementazione della tecnica di sincronizzazione PLL [15].

La struttura base del PLL risulta essere composta dai seguenti tre blocchi:

- Il *phase detector* (PD), capace di generare un segnale proporzionale alla differenza di fase tra l'ingresso  $v$  di rete e quello prodotto dall'oscillatore interno al PLL, ossia  $v'$ . All'uscita di questo blocco si ha un segnale composto sia da una componente DC, contenente l'informazione ricercata, sia da diverse componenti AC ad alta frequenza.
- Il *loop filter* (LF), che presenta la caratteristica tipica di un filtro passa-basso e, pertanto, si rivela utile nello smorzare le componenti AC ad alta frequenza in uscita dal PD e fornire, di conseguenza, al blocco successivo un segnale più "pulito".
- Il *voltage-controlled oscillator* (VCO), il cui scopo è quello di generare come output un segnale AC la cui frequenza si discosti da un valore centrale assegnato in modo proporzionale all'input fornito dal LF.

## Integrazione degli accumulatori

Considerando chiuso il discorso relativo ai sistemi di sincronizzazione ed a conclusione della digressione sugli inverter fotovoltaici, si vuole ora approfondire l'idea soltanto abbozzata al principio della sezione 1.2: la possibilità di integrare un impianto PV connesso a rete con un banco di batterie.

Per poter inserire un sistema di stoccaggio dell'energia anche in questa tipologia di impianti, le soluzioni sono analoghe a quanto visto per i sistemi ad isola: adottare un inverter con accumulo integrato oppure inserire un banco di batterie esterno all'inverter e gestito da un regolatore di carica dedicato. Qualora la scelta del progettista ricadesse sull'installazione di un sistema di accumulo distinto dall'inverter fotovoltaico, egli si troverebbe di fronte a due possibilità: gestire le batterie in DC oppure in AC<sup>11</sup>.

Scegliere di interfacciare il sistema di accumulo con il resto dell'impianto attraverso la DC, significherebbe, di fatto, re-impiegare lo stesso schema di fondo applicato per gli impianti in isola "classici" (analogo a quello presentato in figura 1.5, ad eccezione dell'assenza, in quest'ultimo, della connessione alla rete, presente invece in figura 1.9), con anche l'opportunità di sfruttare degli inverter ad ingresso DC multiplo.

Gestire l'accumulo in AC, invece, è un'alternativa di diffusione più o meno recente, che vedrebbe l'applicazione dello schema di figura 1.10 (pagina 24): in questo caso, si avrebbero due convertitori DC/AC operanti in parallelo, con quello dei due connesso a rete che dovrebbe necessariamente essere dotato della tecnologia di sincronizzazione, mentre l'altro avrebbe il solo scopo di gestire le batterie.

Inutile dire che le due alternative (interfaccia in AC o in DC tra il sistema di accu-

---

<sup>11</sup>Si ritiene opportuno specificare che anche negli impianti *stand-alone* si possono attuare entrambe le soluzioni, sebbene quella tradizionale sia rappresentata dall'interfacciamento in DC tra le batterie ed il resto dell'impianto.

mulo ed il resto dell'impianto) presentano ciascuna i propri vantaggi e svantaggi. A favore della soluzione in DC depongono, di certo, le voci efficienza e costo dell'impianto<sup>12</sup> così realizzato, mentre invece l'opzione in AC viene privilegiata qualora il sistema di accumulo debba essere integrato ad un impianto fotovoltaico preesistente, in ragione di una migliore praticità di installazione.

Come anticipato, alcuni produttori prevedono anche la possibilità di integrare il sistema di stoccaggio all'interno del convertitore DC/AC direttamente in fabbrica, con il vantaggio di poter poi contare, in fase di installazione, su una logica di controllo già pronta e perfezionata, senza la necessità di doverne realizzare una *ad hoc*. Questo accorgimento garantisce, così, una sicura ottimizzazione degli scambi energetici tra l'inverter e l'accumulo, nonché un importante risparmio di tempo in fase di montaggio dell'impianto. Per contro, con questa soluzione, in genere, si deve far fronte allo svantaggio di avere una ridotta elasticità in merito alla scelta della taglia delle batterie integrate.

Inoltre, è opportuno puntualizzare come sia da sconsigliarsi, in un impianto già in opera, l'inserimento di un inverter con batterie integrate al fine di ovviare all'assenza dell'accumulo o di sostituirne uno indipendente dal convertitore. Per la modifica di un impianto preesistente allo scopo di includervi un sistema di accumulo, come già anticipato, la soluzione ideale è la realizzazione di un interfaccia in AC.

Finora, in questa sezione, si è portata avanti la disamina delle possibili soluzioni, con i relativi *pro* e *contro*, per l'integrazione di un sistema di accumulo all'interno di un impianto fotovoltaico connesso a rete, senza tuttavia focalizzarsi sul caso più generale: il raffronto diretto tra un impianto totalmente privo di batterie ed un altro che invece ne sia provvisto. Per rimediare a questa mancanza, si riassumono nella tabella 1.2 vantaggi e svantaggi di un caso rispetto all'altro, scegliendo, in particolare, come riferimento un impianto dotato di batterie.

Con ciò, si può considerare chiusa la lunga parentesi relativa agli inverter *grid-connected*.

---

<sup>12</sup>In un impianto fotovoltaico in cui il banco di batterie sia gestito in DC, si ha un maggior impiego di convertitori DC/DC rispetto ai DC/AC e questo è ciò che sta alla base dei punti di forza della soluzione in DC, ovvero efficienza e costo. Infatti, in un raffronto diretto tra le due categorie di convertitori, a prevalere sono sicuramente i DC/DC, proprio in ragione del loro minor costo d'installazione e della loro maggior efficienza di funzionamento.

**Tabella 1.2:** Vantaggi e svantaggi dell'integrazione di un sistema di accumulo in un impianto PV grid-connected.

Vantaggi	Svantaggi
<p><b>Capacità di backup AC:</b> Un impianto dotato di batterie è in grado di alimentare i carichi AC locali anche in caso di disservizio della rete; l'intervallo temporale per cui riesce a farlo dipende dalla taglia del sistema di accumulo.</p>	<p><b>Incremento del costo globale dell'impianto:</b> L'integrazione di un sistema di accumulo in un impianto PV di questa tipologia comporta un aumento della spesa iniziale, generalmente compreso tra il 25% ed il 50% del costo di un impianto <i>standard</i>. Questo incremento è in gran parte attribuibile al costo delle batterie, sebbene anche tutti i componenti accessori richiesti dagli stessi accumulatori rappresentino, di fatto, un peso non trascurabile nel computo generale [19].</p>
<p><b>Aumento dell'autoconsumo dell'energia prodotta:</b> Avendo a disposizione delle batterie, una porzione dell'energia che nel caso <i>standard</i> verrebbe immessa o prelevata dalla rete, è invece, rispettivamente, stoccata o assorbita dal sistema di accumulo locale (compatibilmente con lo stato di carica delle batterie). È evidente come questo processo comporti un incremento della quota di energia autoconsumata a discapito di quella scambiata con la rete. Si riducono, così, i costi connessi al consumo di energia elettrica a carico dell'utente.</p>	<p><b>Riduzione dell'efficienza di conversione dell'energia:</b> Questo fenomeno si può attribuire sia all'incremento del numero di convertitori che l'integrazione delle batterie comporta, sia all'efficienza di conversione propria degli stessi accumulatori, che incide in maniera importante sull'efficienza globale dell'impianto. Considerando questi fattori, si può stimare un calo dell'efficienza di conversione complessiva dell'impianto che si attesta intorno al 5% [19].</p>
	<p><b>Dilatazione del tempo di installazione dell'impianto:</b> Come anticipato in precedenza, l'inserimento di batterie comporta anche l'installazione di un numero non trascurabile di componenti aggiuntivi (rispetto al caso <i>standard</i>) che conducono inevitabilmente ad una maggior complessità dell'impianto ed alla conseguente amplificazione dei tempi di installazione dello stesso.</p>

#### 1.2.4 Il contatore di scambio

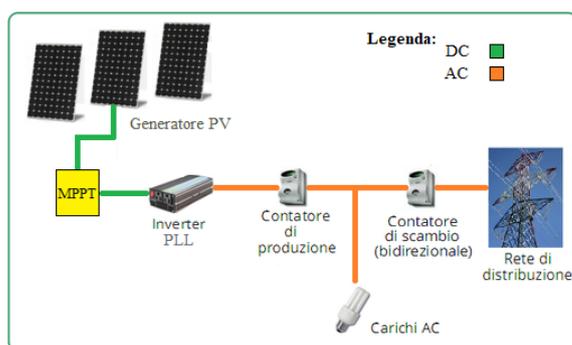
Oltre al contatore dell'energia prodotta, incontrato quando si è affrontato, in precedenza, il discorso relativo alla PCU, gli impianti PV connessi a rete sono dotati anche di un altro strumento per misurare l'energia, ossia il contatore *di scambio*. Questa apparecchiatura merita di essere esaminata separatamente rispetto alla PCU, in quanto i dispositivi appartenenti a quest'ultima sono da collocarsi elettricamente a monte dei carichi locali, contrariamente allo strumento in esame. L'esatta collocazione del contatore di scambio è, infatti, tra il punto di consegna ed il punto di inserzione degli apparecchi utilizzatori, e quindi a valle di questi ultimi.

Qualora il contatore di scambio dovesse, invece, essere installato a monte dei carichi, esso sarebbe inevitabilmente impossibilitato a svolgere la propria funzione, rivestendo, piuttosto, quella di contatore dell'energia prodotta.

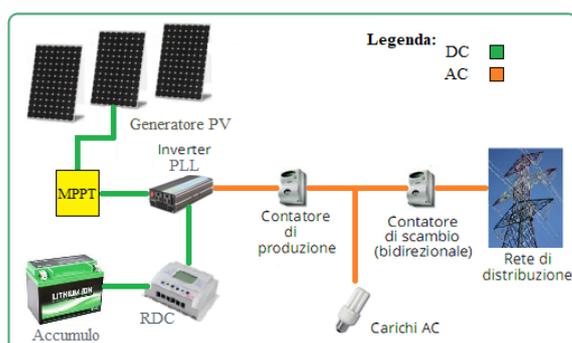
Relativamente al dispositivo in sè, sono possibili due scenari: la presenza di un solo contatore bidirezionale nel caso in cui il prezzo dell'energia venduta e acquistata sia lo stesso, mentre, in caso contrario, ci si troverebbe costretti ad installare due apparecchi monodirezionali indipendenti.

## 1.2.5 Possibili architetture di impianto PV *grid-connected*

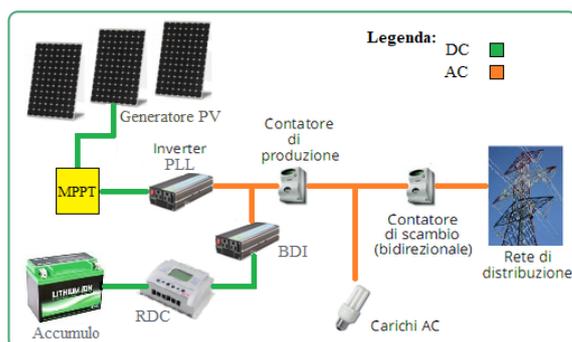
A conclusione della trattazione relativa agli impianti PV connessi a rete, si propone un riepilogo, con relativo supporto grafico, di quelle che sono state individuate quali possibili alternative in merito all'architettura del genere di impianto PV preso in esame.



**Figura 1.8:** *Impianto PV grid-connected privo di accumulo.* Questo tipo di architettura è quello che si è individuato come caso standard cui fare riferimento per l'introduzione di possibili varianti, rappresentando esso la struttura-base di un impianto PV connesso a rete [18].



**Figura 1.9:** *Impianto PV grid-connected con accumulo in DC.* Tra le alternative per includere un sistema di stoccaggio dell'energia in questo genere di impianto PV, questa si evidenzia come la migliore sia in termini di efficienza che dal punto di vista economico.



**Figura 1.10:** *Impianto PV grid-connected con accumulo in AC.* Questa soluzione si è evidenziata essere ottimale in caso si desideri collegare un sistema di stoccaggio dell'energia prodotta ad un impianto preesistente.

Come si è già visto per le possibili architetture di impianti PV *stand-alone*, anche per quelle *grid-connected* si è scelto di riportare negli schemi sopra tutti gli elementi principali in forma indipendente. Questa scelta, ovviamente, non è in contrapposizione a quanto detto in precedenza, ma è, piuttosto, attuata in favore di una miglior comprensione del soggetto da parte del lettore: restano, infatti, valide le considerazioni relative al possibile accorpamento tra alcuni dei componenti rappresentati.

## Capitolo 2

### Il progetto PVZEN

Come anticipato brevemente nell'introduzione, lo scopo del progetto in questione era quello di dare vita, nel mezzo del contesto cittadino torinese, ad un raro esempio di edificio completamente indipendente dalla rete pubblica ed alimentato soltanto tramite la generazione fotovoltaica realizzata *in loco* ed integrata da accumulo di tipo elettrochimico.

Per poter raggiungere tale obiettivo, fra le alternative presentate nel primo capitolo relativamente alle possibili architetture di impianti PV, per il progetto PVZEN si è deciso in favore di un impianto di tipo *stand alone* con accumulo in DC integrato nell'inverter.

Siccome la completa autonomia della struttura sarebbe stata difficile da raggiungere soltanto aumentando il numero di batterie principalmente in ragione dell'eccessivo esborso economico che una tale soluzione avrebbe richiesto, in fase progettuale si è scelto di sacrificare parzialmente questa caratteristica e virare piuttosto verso una soluzione "ibrida" ma fattibile: dotare l'impianto di un sistema di accumulo di taglia moderata e compensare poi il restante *deficit* energetico con una connessione di *backup* alla rete BT monofase.

Con questo espediente, pur ovviando al problema di natura economica insito nella soluzione precedente, si è altresì riusciti nell'intento di mantenere un'indipendenza elettrica molto elevata dell'edificio, il quale dovrà ricorrere all'alimentazione da rete soltanto in misura minoritaria rispetto a quanto da esso prodotto.

In quanto ai dettagli tecnici del progetto in esame e delle unità fondamentali che ne sono alla base, si provvederà ad approfondirli nelle pagine seguenti.

Si tiene dapprima a precisare che alcune informazioni relative al progetto in sé, all'edificio nonché alle ipotesi assunte per il caso di studio sono state tratte da altre tesi precedenti sul progetto PVZEN. Tra queste, si è fatto riferimento in maggior misura certamente al lavoro di T. Gasco [21] e di C. Galleri [22].

## 2.1 Il sistema fisico con i suoi componenti da simulare

Fino a questo momento, si è trattato del progetto PVZEN soltanto in linea generale, individuandone scopo e architettura complessiva del sistema, ma senza tuttavia indagare oltre.

Di seguito si provvederà a scendere nei dettagli per analizzare in modo più completo l'edificio in sé dal punto di vista non soltanto strutturale ma anche da quello elettrico, specificandone inoltre, nel secondo caso, quelli che si sono individuati come suoi elementi fondamentali.

### 2.1.1 Il modulo abitativo *Eco Home* e la sua collocazione

Nella fase di studio iniziale, si è stabilito che l'edificio ospite del progetto PVZEN dovesse essere collocato all'interno dell'area di competenza del Politecnico di Torino e più precisamente nell'area denominata Cittadella Politecnica<sup>13</sup>.

Per la realizzazione dell'immobile ospitante, concordemente con le intenzioni *green* del progetto, si è però convenuto di non adottare le tradizionali tecniche di costruzione, bensì di favorire piuttosto il re-impiego del modulo abitativo *Eco Home* già utilizzato per l'ostensione della Sacra Sindone nel 2015.

Per poter adattare il fabbricato originale al progetto PVZEN, si sono comunque rese necessarie una serie di modifiche sia di natura tecnica che architettonica.

La concezione del modulo *Eco Home* si inserisce all'interno dell'attività di ricerca portata avanti dalla start-up *be-eco*, rappresentandone anche uno dei progetti più ambiziosi.

La giovane start-up ha sede all'interno dell'edificio I3P, ovvero l'Incubatore Imprese Innovative del Politecnico di Torino, e si prefigge il nobile obiettivo di elaborare per i propri clienti delle soluzioni architettoniche (principalmente a scopo abitativo) in grado di rispondere ai bisogni manifestati e dimostrarsi comunque sostenibili e rispettose dell'ambiente.

*Be-eco* punta infatti con decisione a far convergere l'architettura ed il design con la sostenibilità e l'innovazione, proponendo la realizzazione di strutture a basso impatto ambientale capaci di integrarsi armoniosamente con la natura ed essere allo stesso tempo protese verso il futuro [20].

Concentrandosi ora sul solo progetto *Eco Home*, si può osservare come l'intenzione della società di unire all'interno di questa soluzione comfort, risparmio energetico e

---

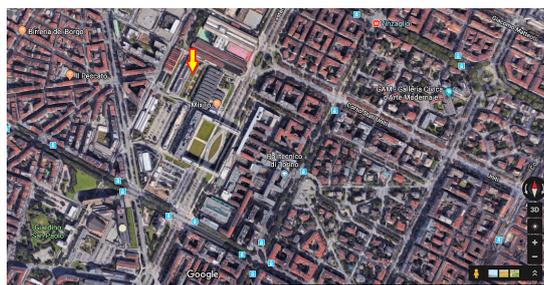
<sup>13</sup>La Cittadella Politecnica è un'area del Politecnico di Torino compresa fra Corso Duca degli Abruzzi e Via Pier Carlo Boggio

sostenibilità venga messa in risalto dalla scelta stessa del nome ad esso assegnato. L'attenzione all'ambiente più volte evidenziata viene dimostrata dalla decisione di impiegare il legno come materiale di base per la realizzazione della struttura. Oltre ad essere una preziosa alternativa *green* ai materiali da costruzione tradizionali, esso presenta inoltre ottime proprietà termiche e strutturali: il legno è infatti un ottimo isolante termico e regolatore dell'umidità dell'aria ed è caratterizzato da un rapporto elevato tra resistenza meccanica e peso.

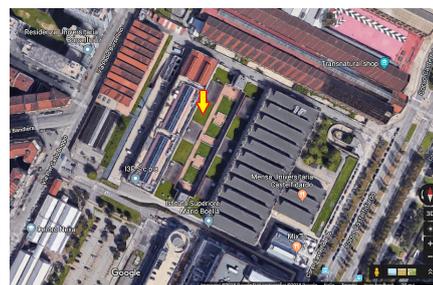
Le proprietà costruttive già di per sè buone del legno naturale possono anche essere migliorate tramite apposite tecniche e lavorazioni. Nel progetto *Eco Home* si è optato, ad esempio, per l'impiego di un legno lamellare, materiale composito ottenuto semplicemente incollando delle tavole di legno già destinate ad uso strutturale.

Tornando ora alla collocazione individuata per il modulo abitativo, si è anticipato soltanto come essa dovesse essere inserita all'interno della Cittadella Politecnica senza tuttavia fornire ulteriori dettagli.

In seguito a valutazioni di carattere tecnico ma anche di natura burocratico-legislativa la scelta è ricaduta sull'area indicata dalle frecce presenti in figura 2.1.



(a): Cittadella Politecnica.



(b): Area verde scelta come sito per installare l'edificio.

**Figura 2.1:** Viste satellitari da Google Maps circa il sito individuato per la collocazione del modulo abitativo.

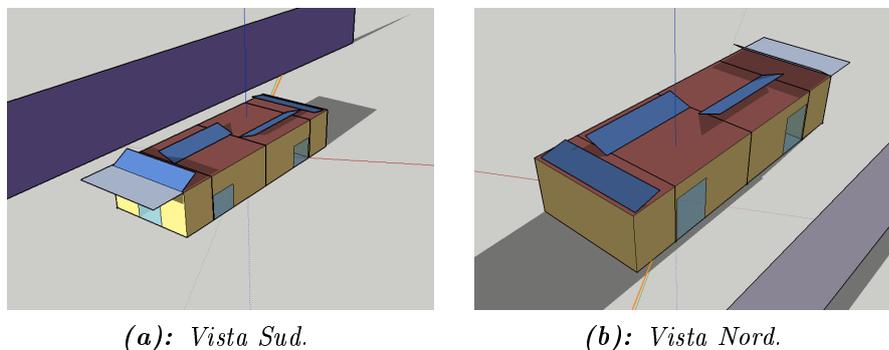
Il luogo designato è un'area verde all'interno della Cittadella Politecnica e collocata più precisamente al di sopra delle aule I e affiancata dalla facciata laterale dell'edificio I3P.

Le coordinate esatte del sito sono:

- Latitudine: 45.0657 N;
- Longitudine: 7.6584 E.

Per dare un'idea concreta circa la configurazione del modulo abitativo e far sì che il lettore possa calarsi appieno nella realtà del progetto, si riportano di seguito le

immagini del modello dell'edificio realizzato con l'ausilio del software *SketchUp* (figura 2.2).



**Figura 2.2:** Immagini del modello *SketchUp* visto da due angolazioni diverse [21].

### 2.1.2 Gli ambienti interni

Il corpo centrale del modulo *Eco Home* è costituito da un parallelepipedo a base rettangolare di dimensioni  $17,28 \times 6,57m$  (per una superficie complessiva di  $113,53m^2$ ) ed altezza pari a  $3 m$ . A questo si aggiunge una tettoia disposta a protezione dell'ingresso principale della struttura, ovvero quello rivolto a Sud-Ovest. Gli ingressi del modulo sono delle semplici porte-finestre e se ne contano altri quattro oltre a quello principale appena menzionato, due disposti sul lato dell'edificio a Sud-Est e due speculari su quello opposto. Il locale con esposizione a Nord-Est è l'unico a non disporre di un ingresso dall'esterno, ma vi si può comunque accedere dall'ambiente adiacente tramite delle porte scorrevoli.

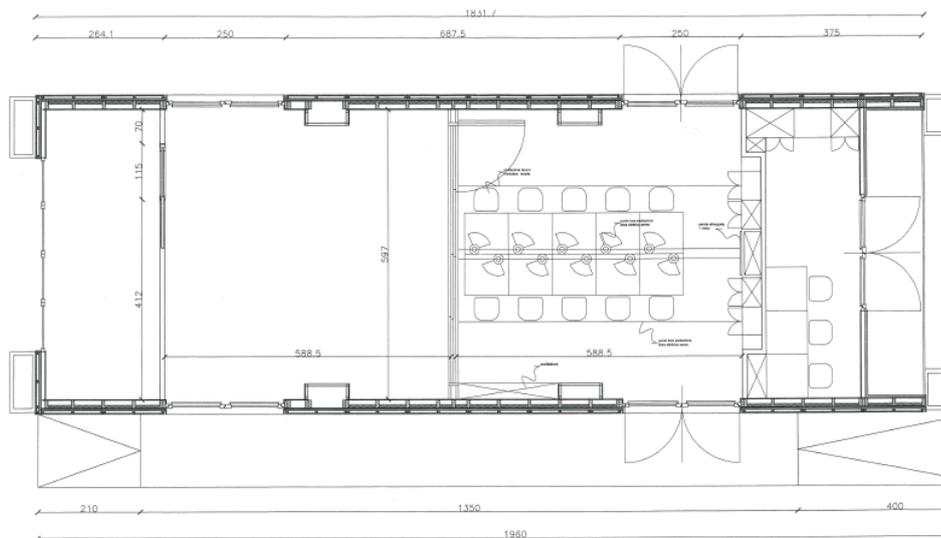
Allo scopo di incontrare al meglio le esigenze del Politecnico di Torino, principale sponsor del progetto, si è prevista la suddivisione del modulo abitativo in quattro ambienti distinti:

- Una Sala Controllo dotata di tre postazioni con computer fissi adibiti sia allo svolgimento di lavori di tesi che al monitoraggio delle prestazioni energetiche dei generatori fotovoltaici e più in generale quelle del modulo abitativo nel suo complesso. Il locale in questione presenta un'esposizione a Sud-Ovest e misura  $264,1 \times 657 cm$ , per una superficie di  $17,35 m^2$ .
- Due sale studio delle stesse dimensioni e con le medesime caratteristiche termofisiche. La planimetria dell'intero edificio è stata pensata proprio in funzione della realizzazione di due locali gemelli come questi, garantendo loro le stesse condizioni termiche ed un'esposizione quanto più simile possibile grazie a due ambienti cuscinetto posizionati agli estremi Nord e Sud dell'edificio, ovvero

rispettivamente il Locale Tecnico e la Sala Controllo. Le due sale ospitano ciascuna dieci postazioni-studio e sono separate da una parete scorrevole; ognuna ha dimensioni  $588,5 \times 597 \text{ cm}$ , per un'area di  $35,15 \text{ m}^2$  ciascuna.

- Un Locale Tecnico non concepito, diversamente dagli altri spazi, per ospitare delle persone in modo continuativo, ma piuttosto per alloggiare le apparecchiature indispensabili per il sistema elettrico, quali inverter e batterie. Questo ambiente ha dimensioni analoghe a quelle della Sala Controllo, ma esposizione opposta; risultando quest'ultima particolarmente sfavorevole rispetto proprio a quella della Sala Controllo e considerando il calore generato da inverter e batterie durante il loro funzionamento, risulta chiaro che la decisione di collocare queste apparecchiature nel Locale Tecnico è stata presa con l'obiettivo di compensare i due fattori.

Di seguito (figura 2.3) si riporta una rappresentazione schematica della planimetria dell'edificio fin qui descritta soltanto a parole.



**Figura 2.3:** Planimetria dell'edificio [21].

Dal quadro appena tracciato è evidente come si sia deciso di dislocare delle postazioni-studio in tutti i locali dello stabile ad eccezione del Locale Tecnico, adibito invece, come precisato, ad ospitare soltanto apparecchiature elettroniche indispensabili. Occorre tuttavia fare un distinguo tra le postazioni delle sale studio e quelle della Sala Controllo: mentre le prime sono predisposte per servire dei PC portatili, le altre sono dotate di computer fissi destinati principalmente al monitoraggio del sistema.

Benché vi si sia fatto riferimento più volte, fino a questo momento non si è tuttavia specificato nel dettaglio come siano strutturate le postazioni.

Ciascuna di esse si compone di:

- Una sedia;
- Un tavolo dotato di una presa di corrente adatta per l'alimentazione di un PC;
- Un faretto LED posizionato sul soffitto in corrispondenza del tavolo di lavoro e con accensione dipendente dall'effettiva occupazione della postazione.

Questo conclude le considerazioni sulla struttura interna del fabbricato per lasciare spazio a quelle di natura elettrica.

### 2.1.3 L'aspetto elettrico generale

Sebbene fino a questo momento l'edificio sia stato trattato come un'unica utenza, la sua suddivisione in più ambienti adibiti a scopi diversi suggerisce una domanda elettrica diversificata tra di essi, come si può evincere anche dallo studio specifico condotto da Galleri sull'argomento [22]. In realtà quando quest'ultimo è stato portato a termine, il progetto poggiava su presupposti diversi: si ipotizzava infatti la suddivisione del fabbricato in due sole stanze, l'una di  $23,55 m^2$  adibita a Sala Riunioni e l'altra, di circa  $43 m^2$ , destinata invece a Sala Studio. Anche la superficie calpestabile di cui si disponeva era dunque differente e più precisamente era inferiore: circa  $67 m^2$  contro i  $100 m^2$  abbondanti attuali.

Nonostante rispetto allo studio sopra citato siano cambiate molte condizioni, il fatto che i differenti ambienti si distinguano tra loro per via di una domanda elettrica diversificata resta tuttora valido. Tale eterogeneità nel profilo di carico elettrico nasce sia dalla diversa destinazione d'uso dei singoli locali (esulano ovviamente da questo discorso i due ambienti gemelli), ma anche e soprattutto dalla loro differente esposizione, che risulta particolarmente incisiva sui consumi per la climatizzazione dei locali.

In ragione di queste ed altre considerazioni, in fase progettuale si è optato per la separazione elettrica dei locali, i quali non concorrono quindi a costituire un'unica utenza ma piuttosto diverse unità indipendenti.

Occorre tuttavia precisare che i quattro locali presenti nello stabile non danno vita, come ci si potrebbe attendere, a quattro utenze elettriche indipendenti, bensì soltanto a tre; infatti, se da un lato le due aule studio mantengono lo *status* di utenze indipendenti, dall'altro il terzo utente si origina, elettricamente parlando, dall'unione dei due restanti ambienti (la Sala Controllo ed il Locale Tecnico).

Sebbene diverse siano le ragioni che hanno indotto a preferire questa soluzione per i due locali "cuscinetto", esse presentano comunque un unico filo conduttore che le accomuna, ovvero l'obiettivo di trovarsi di fronte ad un insieme di utenze tra loro paragonabili.

Nell'ordine, ad indirizzare verso questa scelta sono state le considerazioni su:

- Carico elettrico;
- Metratura;
- Produzione fotovoltaica.

In merito al primo punto si può dire che, avendo osservato che Sala Controllo e Locale Tecnico erano i due ambienti a cui si associava un consumo annuale nettamente inferiore rispetto a quello delle due sale studio (al paragrafo 4.4.3 vengono forniti i dettagli in cifre), per dare vita ad un utente che quantomeno si avvicinasse ai livelli di consumo degli altri due non si poteva che prendere in considerazione l'idea di unire elettricamente i due locali con il minor peso in termini di consumo.

In secondo luogo, a favore dell'unione di Sala Controllo e Locale Tecnico hanno pesato anche le considerazioni sulla metratura dei singoli utenti: soltanto dall'unione di questi due ambienti si poteva infatti dare vita ad un sistema di tre utenze che avessero all'incirca la stessa superficie. Sebbene di primo acchito questa valutazione potrebbe sembrare futile ed ininfluyente, in realtà risulta essere abbastanza incisiva dal punto di vista del consumo per la climatizzazione dei locali, visto che quest'ultima è strettamente connessa al volume dell'ambiente di interesse.

In ultimo, anche le valutazioni in merito alla generazione fotovoltaica hanno condotto nella stessa direzione degli altri due fattori sopra esaminati, sebbene, a differenza del carico, in questo caso la generazione dei singoli locali fosse quantomeno paragonabile. Dovendo però scegliere quali stringhe unire a costituire un unico generatore, per non creare un eccessivo squilibrio fra le utenze, la logica ha fatto propendere per accorpare l'utenza più produttiva (ovvero la Sala Controllo) con una di quelle con la minor generazione (come si vedrà al paragrafo 3.1.2 Sala Studio 2 e Locale Tecnico differiscono infatti per meno di 100  $kWh$  nel corso dell'intero anno).

Con questo provvedimento si è cercato quindi, a partire da una situazione piuttosto diversificata fra i quattro ambienti, di dare vita ad un sistema di tre utenze il più possibile omogeneo ed equilibrato in termini di domanda elettrica, di superficie e, per quanto possibile, di generazione in modo tale che potesse essere assimilato ad un sistema trifase, visto che ciascuna utenza è monofase.

Volgendo ora l'attenzione al singolo utente elettrico, è bene evidenziarne le unità fondamentali, ovvero:

- Il generatore fotovoltaico;
- L'unità di conversione ed accumulo dell'energia, costituita da inverter e batterie;

- Il carico.

Se per quanto riguarda l'inverter si può sostenere come esso sia identico per ciascuna delle tre utenze, per gli altri elementi non si può dire altrettanto.

Andando con ordine, si può osservare che il generatore fotovoltaico presenta la stessa configurazione per tutti i locali<sup>14</sup>, mentre l'orientazione azimutale e l'angolo di tilt dei pannelli che lo compongono variano in funzione dell'ambiente interno a cui lo stesso generatore è associato.

In quanto al sistema d'accumulo, si può invece affermare con certezza che il numero ed il modello di batterie adottate è identico per ogni locale, come verrà chiarito in seguito.

Relativamente al carico di ciascun utente, si può invece intuire come esso sia strettamente connesso alla destinazione d'uso dei relativi ambienti nonché alla loro esposizione.

Si provvederà ora a scendere nel dettaglio in merito alle soluzioni tecniche che si è previsto di adottare per ciascuna delle unità fondamentali che costituiscono ogni utenza.

#### 2.1.4 Il campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico complessivo dell'edificio in esame si compone di quattro stringhe da sei moduli ciascuna, per un totale di ventiquattro pannelli.

Ogni stringa si associa ad un determinato locale e nel caso delle due sale studio gemelle ciascuna di esse costituisce un generatore fotovoltaico indipendente. Diversa è invece la situazione di Sala Controllo e Locale Tecnico: costituendo i due ambienti un'unica utenza elettrica, questo si traduce nel fatto che quest'ultima sia dotata di un unico generatore costituito dal parallelo delle due stringhe associate ai singoli ambienti.

Come già anticipato, per la collocazione dei moduli si è pensato di adottare la soluzione *building integrated*, che consiste nell'adagiare e fissare gli stessi direttamente sulle falde del tetto. Tuttavia è bene specificare che il prefabbricato scelto per ospitare il progetto non è dotato di un tetto a falde ma piano e questo ha sia un risvolto positivo che uno negativo.

L'aspetto favorevole è rappresentato dal fatto che, non avendo il tetto una propria

---

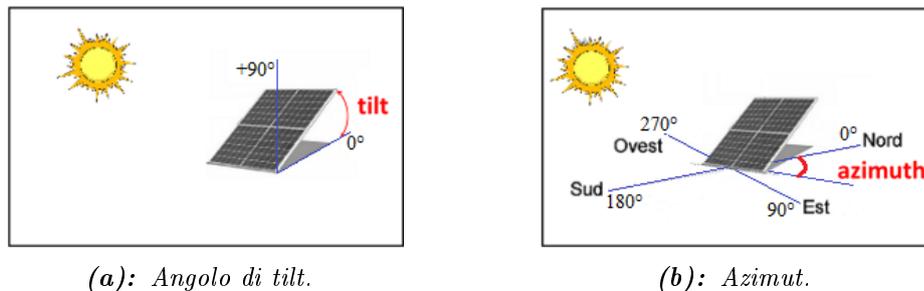
<sup>14</sup>Il generatore PV di ogni locale presenta la stessa configurazione, ma, come si vedrà in seguito, non si può dire lo stesso per le singole utenze elettriche visto che quella composita differisce dalle altre.

pendenza, si può scegliere liberamente con quale inclinazione installare i pannelli; il lato negativo consiste invece nel dover investire tempo, energie e denaro nella realizzazione di un tetto concepito *ad hoc* che non violi i consueti canoni tecnici, estetici e normativi e che nel contempo rispetti l'inclinazione scelta per i pannelli, integrandosi al meglio con essi, con lo stabile sottostante nonché con l'ambiente circostante.

Proprio in merito all'angolo di tilt dei moduli, in precedenza si è accennato soltanto alla sua variabilità tra una stringa e l'altra, senza tuttavia approfondire oltre l'argomento; stesso discorso vale anche per l'orientazione azimutale delle singole stringhe. Al fine di precisare i suddetti aspetti, risulta indispensabile una considerazione preliminare riguardo i sistemi di riferimento adottati per determinare entrambi gli angoli citati.

L'angolo di tilt (figura 2.4(a)) corrisponde all'inclinazione rispetto al piano orizzontale e può variare tra i valori  $0^\circ$  e  $90^\circ$ , ove rispettivamente il primo individua un modulo disposto su di un piano orizzontale ed il secondo uno posizionato sulla perpendicolare di quello stesso piano.

Per l'angolo azimutale (figura 2.4(b)) si è scelto invece di utilizzare un sistema di riferimento che comprendesse i valori da  $0^\circ$  a  $360^\circ$ , con il primo dei due ad indicare il pieno Nord e gli altri valori successivamente crescenti verso Est.



**Figura 2.4:** Definizione e sistemi di riferimento delle due grandezze angolari significative per i moduli fotovoltaici: il tilt (a) e l'azimut (b) [23].

Detto ciò, ora si possono riepilogare le scelte operate riguardo questi due parametri nelle fasi di studio preliminare e di progetto; in breve, si è assunto che:

- La stringa di pannelli fotovoltaici associata alla Sala Controllo fosse orientata a Sud-Ovest con azimuth di  $206^\circ$  e tilt pari a  $30^\circ$ ;
- Il generatore PV connesso alla Sala Studio 1 fosse rivolto a Sud-Est con azimuth di  $116^\circ$  e tilt di  $20^\circ$ ;
- Il generatore PV relativo all'altra Sala Studio fosse esposto a Nord-Ovest con azimuth di  $296^\circ$  e inclinazione pari a quella del locale gemello;

- La stringa PV associata al Locale Tecnico fosse rivolta a Nord-Est con un azimuth di circa  $26^\circ$  ed un angolo di tilt di  $10^\circ$ .

Se per quanto riguarda la scelta dell'esposizione delle stringhe PV si può facilmente comprendere come essa fosse in parte vincolata dall'orientazione dell'edificio nello spazio, questo non è altrettanto valido per l'angolo di tilt. La decisione sul valore da assegnare a quest'ultimo non si è tuttavia presa a seguito di valutazioni sulla conseguente producibilità dei pannelli come invece quanto detto in precedenza poteva far presagire, bensì con l'intento di simulare un tetto a padiglione.

In merito all'azimuth, è bene inoltre precisare che, sebbene per massimizzare l'energia prodotta fosse sicuramente preferibile rivolgere tutti i generatori verso Sud-Ovest come si è fatto per la stringa della Sala Controllo, per interesse scientifico si è privilegiata piuttosto un'esposizione più articolata poiché in grado di fornire simultaneamente dati per diverse soluzioni. Un campo fotovoltaico con le caratteristiche descritte sopra offre infatti l'occasione di studiare *in loco* situazioni diverse, alcune vantaggiose ed altre meno.

Per poter impiegare al meglio la superficie globalmente occupata dal campo fotovoltaico e massimizzare di conseguenza l'energia che esso può generare, si è optato per l'impiego di una tipologia particolarmente performante di pannelli prodotta da SunPower: il modello SPR-X22-360. La tecnologia del silicio monocristallino con cui è realizzato questo oggetto gli garantisce un'alta efficienza (all'incirca del 22%) e caratteristiche e prestazioni generali superiori sia nell'immediato che sul lungo periodo rispetto ai pannelli realizzati invece con la tecnologia tradizionale del silicio policristallino.

I moduli scelti presentano una potenza di picco pari a  $360\text{ Wp}$  ed è quindi evidente che la potenza fotovoltaica globalmente installata ammonti a  $8,64\text{ kWp}$ , contando il campo fotovoltaico complessivo dell'edificio ben 24 pannelli. Questa taglia di potenza si suddivide in modo equo tra i singoli locali, ma, come già sottolineato in precedenza, non altrettanto fra le tre utenze.

Ad ogni locale si associa infatti un'unica stringa e, se per due utenze su tre il generatore fotovoltaico si compone di una sola di esse, per la terza esso è invece realizzato costituito dal parallelo di due stringhe distinte. E' quindi chiaro che la potenza totale installata si suddivide nel seguente modo:  $2,16\text{ kWp}$  per i generatori delle due utenze alimentate da un'unica stringa, mentre i restanti  $4,32\text{ kWp}$  sono destinati ad alimentare la terza utenza (composta da Locale Tecnico e Sala Controllo).

### 2.1.5 L'unità di conversione ed accumulo dell'energia: l'inverter e le batterie

Riguardo questo elemento si è riflettuto molto nella fase preliminare di studio prima di decidere quale soluzione adottare, tra le due possibili, per l'interfaccia con il resto del sistema. Da un lato, infatti, in favore di un sistema d'accumulo in AC vi era la possibilità di condividere quest'ultimo tra tutte le utenze, sfruttandolo così non solo per l'alimentazione dei carichi dell'utenza cui era direttamente connesso, ma anche per quelli appartenenti al resto dell'edificio. Tuttavia, dall'altro lato, un sistema d'accumulo in DC garantiva costi minori ed efficienza maggiore, fattori che sicuramente hanno avuto un peso non trascurabile sulla decisione presa, visto che alla fine si è optato proprio per questa soluzione.

#### Determinazione del modello di inverter da installarsi

A proposito di questo dispositivo si tiene innanzitutto a puntualizzare quale sia l'opzione prescelta per la configurazione elettrica del campo solare (le alternative possibili si sono viste nel capitolo precedente, più precisamente in figura 1.2), poiché questa scelta si ripercuote inevitabilmente sul numero di unità di questo componente da installarsi all'interno della struttura.

Per il progetto PVZEN è stata presa una decisione concorde alla letteratura disponibile in materia: per gli impianti di piccole dimensioni quale il nostro caso, la miglior soluzione consiste in una configurazione di tipo mono-inverter. Per questa ragione in fase progettuale si è optato per l'installazione di tre unità inverter, ovvero una per ogni utenza indipendente.

In quanto al dispositivo in sé, invece, si è concordato per l'impiego del modello REACT2 prodotto da ABB.

Da catalogo, il dispositivo selezionato presenta due possibili taglie di potenza nominale: 3,6 kW e 5 kW. Per l'applicazione di interesse, si è ritenuto sufficiente l'impiego del modello con la taglia minore fra le due disponibili.

Il convertitore prescelto presenta alcune peculiarità che si reputa di dover porre in risalto.

Di primaria importanza è certamente l'integrazione al suo interno di due unità MPPT indipendenti, ovvero una in più rispetto alla soluzione tradizionale. Questa trovata consente di collegare fino a due generatori PV, invece di uno, al medesimo inverter ottimizzando così la potenza prodotta da ciascuno di essi in modo autonomo l'uno dall'altro. Chiaramente, bisogna valutare preliminarmente che la taglia dei generatori PV e quella dell'inverter siano correttamente dimensionate per la connessione reciproca. In generale, la situazione in cui le due unità MPPT lavorano

al meglio è quella in cui i due generatori PV sono composti ciascuno da un'unica stringa, situazione propria dell'utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Altra caratteristica significativa del modello di inverter selezionato è quella di essere predisposto ad ospitare delle batterie integrate che possono essere inserite già in fase di installazione oppure aggiunte solo successivamente, in un qualunque momento del ciclo di vita del convertitore. Questa proprietà è assicurata dal design modulare dell'inverter, che consente di aggiungere alla struttura base del dispositivo (ovvero la semplice unità di conversione AC/DC) da una a tre unità di accumulo da 4 *kWh* ciascuna, per un massimo quindi di 12 *kWh* totali.

L'inverter in questione è dotato, per di più, di un avanzato sistema di comunicazione e monitoraggio che consente il trasferimento diretto dei dati sui flussi energetici che lo riguardano ad una piattaforma *cloud* sicura, grazie alla quale l'utente può osservare le prestazioni del sistema direttamente da un'applicazione mobile. Questa proprietà del REACT2 ben si inserisce nell'ottica della gestione del carico, funzione che può essere espletata direttamente anche dallo stesso dispositivo mediante l'installazione di due relè integrati. All'interno di un progetto che ponga una grande attenzione all'autosufficienza energetica come quello in cui si inserisce questo lavoro di tesi, è chiaro che certe caratteristiche presenti in uno dei suoi componenti non passino affatto inosservate, ma risultino invece rilevanti specialmente nell'ottica di possibili sviluppi futuri; essendo infatti ancora nella fase di studio, finora non si è approfondito se e in quale misura verrà sfruttata la capacità di comunicazione di cui è provvisto questo modello.

Ancora a sostegno del modello REACT2 si può altresì constatare come esso si distingua dai prodotti alternativi per la bassa tensione per via di un'efficienza molto più alta, che arriva a segnare un saldo positivo in suo favore fino al 10%.

## **Le batterie**

Come anticipato poco sopra, le batterie che si è scelto di inserire nel sistema sono integrate in strutture modulari predisposte appositamente per la connessione al REACT2.

Nel *datasheet* dell'inverter, oltre alle caratteristiche proprie dell'unità base vengono descritte anche quelle delle unità modulari, con particolare attenzione proprio alle specifiche delle batterie.

Le prime informazioni a riguardo presenti nel documento citato precisano come il modello scelto per l'integrazione nelle unità modulari sia prodotto da SAMSUNG e si basi sulla tecnologia agli ioni di litio.

Tra le specifiche tecniche, di particolare rilievo sono le informazioni sullo stato di carica minimo e massimo che la batteria scelta può tollerare, visto il peso non trascurabile di questi due valori sul processo simulativo oggetto di studio.

Lo stato di carica, indicato più spesso come SOC (acronimo della definizione inglese *State Of Charge*), è una grandezza che permette di individuare in modo immediato la condizione della batteria, evidenziando con un solo numero, su scala da 0 a 1 se espresso in *p.u.* o da 0 a 100 se in percentuale, quale sia l'ammontare dell'energia in essa contenuta.

Proprio l'immediatezza dell'informazione è uno dei grandi vantaggi associati all'utilizzo di questa grandezza, definita dall'equazione

$$SOC = \frac{E_{batt}}{C_{maxbatt}} \quad (2.1)$$

dove  $C_{maxbatt}$  sta ad indicare la capacità della batteria in *kWh* ed  $E_{batt}$  il valore istantaneo dell'energia in essa contenuta.

In realtà la capacità può anche essere definita in Ah, con la conseguente definizione di un SOC associato che risulta leggermente diverso da quello ottenuto con il valore in kWh.

Altro vantaggio non trascurabile connesso all'uso del SOC consiste nell'esprimere in modo universale i limiti della batteria, che risultano così slegati dalla capacità della stessa e diventano rappresentativi della sua natura. In particolare, il limite inferiore del SOC assume valori connessi alla tecnologia della batteria: esso vale in genere 0,2 *p.u.* per quelle agli ioni di litio ed invece 0,5 *p.u.* per quelle al piombo.

Sebbene il modello in questione prodotto da SAMSUNG sia al litio, nella scheda tecnica viene precisato che il limite minimo del SOC è pari a 0,05 *p.u.*, quindi significativamente inferiore rispetto a quello valido in generale per le batterie dello stesso tipo.

Questa differenza tra i due valori è sicuramente positiva, in quanto un SOC minimo più basso per il modello scelto indica che si può sfruttare una fascia più ampia della capacità totale rispetto al caso generico.

Quanto appena detto sul SOC minimo non è in genere altrettanto vero per il limite massimo: esso risulta spesso indipendente dalla natura della batteria e assume solitamente il valore di 1 *p.u.*.

Finora si è indugiato esclusivamente sulla singola batteria, senza rivolgere l'attenzione al sistema d'accumulo complessivo di cui si è valutato di dotare l'edificio.

A proposito di ciò, è bene chiarire che una decisione definitiva in merito si è presa solo a seguito sia di un'analisi di tipo tecnico-prestazionale che di una valutazione

di carattere economico riguardo tre possibili configurazioni del sistema d'accumulo che verranno meglio approfondite al capitolo 8.

Per il momento, si anticipa soltanto che la soluzione su cui alla fine si è deciso di puntare prevede l'installazione di una batteria per ogni locale, per un totale di quattro batterie e 16 *kWh* complessivi per l'intera struttura.

### 2.1.6 Il carico elettrico

Il carico elettrico dell'edificio comprende tutti quegli utilizzatori presenti al suo interno che per definizione necessitano di un'alimentazione e quindi consumano elettricità per poter svolgere la propria funzione.

Tra tutte le apparecchiature presenti, alcune sono comuni a tutti i locali, mentre altre sono invece in stretta connessione con lo scopo dell'ambiente in cui sono inserite.

Tra i carichi comuni troviamo:

- L'impianto di condizionamento dell'aria (comprensivo di pompe di calore ed impianto di ventilazione), che contribuisce a dare vita ad un ambiente confortevole nell'intero stabile, attuando il necessario ricambio d'aria mediante ventilazione meccanica, raffrescando l'edificio nella stagione estiva e riscaldandolo in quella invernale;
- L'illuminazione di base, realizzata tramite dei faretti nel Locale Tecnico e delle plafoniere negli altri ambienti.

Fra i carichi specifici per il tipo di ambiente possiamo invece considerare:

- Il proiettore, disponibile soltanto nelle due sale studio gemelle;
- L'illuminazione aggiuntiva, realizzata appositamente per le postazioni studio tramite lo stesso modello di faretti impiegati anche per illuminare il Locale Tecnico;
- Una presa di corrente fissa per ciascuna postazione.

Fino a questo momento si è messa in evidenza soltanto la tipologia dei carichi presenti nello stabile, senza badare tuttavia all'aspetto quantitativo e alle potenze in gioco, per i quali si fa riferimento al riepilogo di tabella 2.1.

È bene sottolineare come nella tabella in questione siano stati inclusi esclusivamente i carichi di natura prettamente elettrica e non quelli a carattere termico che costituiscono il sistema di condizionamento dell'aria nell'edificio.

Nel dettaglio, quest'ultimo si compone complessivamente di un sistema di ventilazione unico per l'intera struttura e di una pompa di calore da 2 *kW* di potenza

Utilizzatori [Pnom]	ZONA 1 Sala Controllo		ZONA 2 Sala Studio 1		ZONA 3 Sala Studio 2		ZONA 4 Locale Tecnico	
	N. unità	Pnom tot [W]	N. unità	Pnom tot [W]	N. unità	Pnom tot [W]	N. unità	Pnom tot [W]
Faretti [9 W]	3	27	10	90	10	90	3	27
Plafoniere [23 W]	1	23	2	46	2	46	-	-
Postazioni PC [50 W]	3	150	10	500	10	500	-	-
Proiettori [190 W]	-	-	1	190	1	190	-	-

**Tabella 2.1:** Distribuzione dei carichi elettrici all'interno dell'edificio e relativa potenza nominale complessiva.

nominale per ogni utente; ognuna di esse è deputata sia a riscaldare che a raffrescare secondo esigenza i locali.

Nonostante si sia deciso per l'installazione di tre pompe di calore per gestire la climatizzazione di quattro locali, restano comunque validi i risultati raggiunti da T. Gasco [21]; nel suo lavoro di tesi, la simulazione energetica con *EnergyPlus* ha infatti evidenziato contributi di carico elettrico separati per la climatizzazione dei singoli locali.

Dalla tabella precedente risulta chiaro come la distribuzione dei carichi all'interno dell'edificio, sia in quanto a tipologia che taglia di potenza, rifletta inequivocabilmente le decisioni prese in merito alla dislocazione delle postazioni tra i vari ambienti.

Ad eccezione dell'impianto d'illuminazione, allo stato attuale del progetto per gli altri utilizzatori si è stimata soltanto la potenza nominale, senza scegliere un preciso modello di fabbrica per le apparecchiature in questione.

Il proiettore, l'impianto di ventilazione, le pompe di calore ed i computer fissi restano ancora da definirsi per via delle tempistiche di progetto. Per i computer portatili vale invece un discorso diverso: essendo essi di proprietà degli ospiti dello stabile e soggetti quindi ad una certa variabilità statistica, sarà impossibile anche in futuro considerarne un unico modello universalmente valido.

Per l'illuminazione dei locali si sono invece selezionati due prodotti basati su tecnologia a LED dal catalogo PHILIPS [24]:

- Per l'illuminazione di base delle due sale studio e della Sala Controllo si è optato per l'installazione di plafoniere rettangolari *PowerBalance Plafone SM461V-LED28S/840-PSD-W17L169*, ciascuna di potenza nominale pari a 23 W;
- Per l'illuminazione aggiuntiva di questi stessi locali e per quella di base del Locale Tecnico si è deciso invece per l'impiego del modello *Leadinaire Downlight DN060B-LED8S/840-PSU-WH*, corrispondente ad una lampada a LED da 9 W con tecnologia ad incasso.



(a): PHILIPS PowerBalance Plafone SM461V-LED28S/840-PSD-W17L169.



(b): PHILIPS Leadinaire Downlight DN060B-LED8S/840-PSU-WH.

**Figura 2.5:** Immagini dal catalogo PHILIPS dei prodotti scelti per l'illuminazione dell'edificio [24].

Se per avere un'idea dell'aspetto dei prodotti scelti per l'illuminazione si può fare riferimento alle immagini appena sopra (figure 2.5(a) e 2.5(b)), per alcune delle loro caratteristiche tecniche si vedano invece le figure 2.6(a) e 2.6(b).

<p><b>Tipologie</b> SM461V</p> <p><b>Corpo e colori disponibili</b> Corpo: alluminio rivestito e plastica Bordo: acciaio rivestito a polvere Ottiche: plastica</p> <p><b>Diffusore</b> Plastica</p> <p><b>Sorgente luminosa</b> Luce bianca: 3000K o 4000K Indice di resa cromatica nominale 80</p> <p><b>Potenza</b> Versione quadrata (W57L57), 4000K • LED40S: 28,5 W • LED34S: 24 W • LED28S: 22 W Versione rettangolare (W17L169), 4000K • LED40S: 32,5 W • LED34S: 27 W • LED28S: 23 W</p>	<p><b>Temperatura operativa</b> Da +10°C a +40°C</p> <p><b>Opzioni</b> Illuminazione di emergenza (Integrata): 1 ora (EL1) o 3 ore (EL3) Sistemi di controllo: Actlume (ACL)</p> <p><b>Vita sistema</b> • Vita utile media L70B50: 70.000 ore a 45°C • Vita utile media L80B50: 50.000 ore a 45°C • Vita utile media L90B50: 25.000 ore a 45°C</p> <p><b>Installazione</b> Versione quadrata: Individuale; fissaggio dell'apparecchio su piastra a soffitto pre-montata (fornita con l'apparecchio) Versione rettangolare: Individuale o in fila continua; fissaggio dell'apparecchio alle staffe a soffitto pre-avvitate Possibilità di collegamento elettrico continuo.</p>	<p><b>Tipologia</b> DN060B versione a incasso Modulo LED non sostituibile</p> <p><b>Flusso luminoso</b> LED8S: 800 lm LED18S: 1800 lm</p> <p><b>Potenza</b> LED8S: 9W LED18S: 18W</p> <p><b>Efficienza</b> 85 lm/W</p> <p><b>Temperatura di colore</b> 3000K (bianco caldo) 4000K (bianco neutro)</p>	<p><b>Temperatura operativa</b> Da 0°C a 35°C</p> <p><b>Durata di vita</b> Durata di vita (L70B50): 30.000 ore</p> <p><b>Connessione</b> Connettore due fasi a viti (Classe I)</p> <p><b>Driver</b> Integrato, non-dimmerabile</p> <p><b>Foro di incasso</b> LED8S, ø 150+155mm LED18S, ø 201+205mm</p>
--	---	---	---

(a): PHILIPS PowerBalance Plafone SM461V-LED28S/840-PSD-W17L169.

(b): PHILIPS Leadinaire Downlight DN060B-LED8S/840-PSU-WH.

**Figura 2.6:** Estratto delle schede tecniche delle lampade PHILIPS [24].

Oltre ai dati presenti nei due estratti delle schede tecniche appena presentati, bisogna aggiungere che il modello di plafoniera scelto è caratterizzato da un flusso luminoso di 2800 *lm*.

Relativamente al profilo di carico sia delle lampade che di tutti gli altri dispositivi, non si è ritenuto opportuno trattare l'argomento in questa sezione perché in stretta connessione con le ipotesi del caso studio e di conseguenza non pertinente alla semplice descrizione del sistema fisico, oggetto principale di questa sezione. Il tema in

questione si tratterà invece in modo diffuso nel capitolo 4.

A conclusione della descrizione del sistema fisico di interesse, si tiene a sottolineare come uno studio a carattere simulativo come questo non possa prescindere dall'astrarre e modellizzare la realtà fisica che si propone di analizzare, processo questo che si inizierà a presentare nella sezione seguente e che poi verrà approfondito nei dettagli nei capitoli 3, 4 e 5.

## 2.2 Modello teorico complessivo del sistema

Prima di scendere nei particolari di come si sia deciso di modellizzare il sistema fisico oggetto di studio, si ritiene di doversi brevemente soffermare sul concetto stesso di modello e di modellizzazione della realtà fisica.

Come può risultare ovvio per chiunque abbia perlomeno qualche conoscenza di natura scientifica, lo studio analitico di oggetti e fenomeni fisici del mondo reale non può prescindere da un'astrazione degli stessi ed una loro conseguente rappresentazione mediante equazioni matematiche.

Proprio il processo di astrazione che sta alla base di questa trasposizione del fenomeno dalla realtà concreta ad un'altra meno tangibile può in certi casi rivelarsi molto complesso e difficoltoso.

Nel caso di studio, allo scopo di valutare su scala annuale il bilancio energetico del sistema PVZEN sia nelle sue unità costituenti prese singolarmente che nel loro insieme e verificare di conseguenza la sostenibilità del progetto, si sono individuate le quattro entità fondamentali che insieme concorrono a costituire un valido modello matematico del sistema fisico oggetto di studio:

- Carico elettrico;
- Generatore fotovoltaico;
- Sistema di accumulo;
- Rete elettrica.

Ognuno di questi elementi è parte integrante ed imprescindibile di un modello volto a rappresentare, nella sua interezza, il sistema reale di cui è immagine. Inevitabilmente il modello definitivo è il risultato di un compromesso tra due principi guida opposti fra loro, quali semplicità e completezza. Se infatti da un lato un modello "completo" potrebbe condurre ad un'eccessiva complessità dello stesso, dall'altro uno troppo semplice difficilmente sarebbe capace di descrivere in maniera esaustiva la realtà fisica di cui si propone come immagine.

Ciascuno degli elementi sopra individuati, oltre ad essere parte di un modello più grande e complesso, è esso stesso un modello e di conseguenza per ognuno valgono le stesse considerazioni appena fatte per il modello complessivo.

Nei successivi tre capitoli si provvederà ad analizzare nel dettaglio come ciascuno di essi sia stato formulato e su quali ipotesi si fondi.

Tuttavia, prima di focalizzarsi sulle singole unità, si ritiene opportuno presentare dapprima il modello complessivo del sistema, delineato dalla seguente equazione:

$$P_{PV} + P_{batt} + P_{grid} = P_{carico} \quad (2.2)$$

Come anticipato, essa comprende tutti gli elementi fondamentali del sistema con le relative convenzioni di segno che si è deciso di adottare per ciascuno di essi: quella degli utilizzatori per il carico e quella dei generatori per tutti gli altri elementi.

É bene precisare che l'equazione sopra altri non è che un bilancio di potenza fra le singole unità funzionali del sistema e che nelle simulazioni viene utilizzata sia per la singola utenza elettrica che per l'edificio nel suo complesso.

Al contrario di quanto si potrebbe credere, le potenze dell'equazione (2.2) nelle simulazioni non sono state intese come istantanee, bensì come potenze medie su un determinato  $\Delta t$ . Si è valutato di fissare l'intervallo di tempo su cui mediare i valori di potenza a 15 minuti, ovvero lo stesso  $\Delta t$  che separa tra loro due dati successivi nei profili di potenza in ingresso (carico e generazione).

Allo stesso modo, anche il passo di simulazione è stato fissato a 15 minuti, cosicché l'applicazione della (2.2) con questa cadenza portasse a determinare dei profili di rete ed accumulo con la stessa discretizzazione di quelli noti.

### **2.2.1 Esempio d'impiego del modello complessivo per tracciare i profili di potenza in due giornate-tipo**

Di seguito si riportano due esempi dei grafici ottenuti per due giornate prese come esempio l'una della stagione invernale e l'altra di quella estiva.

#### **Esempio invernale: 14 Gennaio**

Per la determinazione dei profili di potenza associati a ciascuna delle unità fondamentali del modello complessivo in una giornata invernale, si è scelto un lunedì del mese di Gennaio con le condizioni di cielo medio.

Il motivo per cui si è optato proprio per un lunedì deriva da una considerazione sullo stato di carica delle batterie: mentre in questo caso il sistema d'accumulo viene da due giorni di inattività totale o quasi e può quindi partecipare in modo piuttosto

consistente allo scambio energetico, non si può invece sostenere con certezza che avvenga altrettanto negli altri giorni della settimana<sup>15</sup>.

In figura 2.7 vengono mostrati i profili di potenza ricavati per produzione fotovoltaica, carico, sistema d'accumulo e rete pubblica per ognuna delle tre utenze, mentre la situazione del sistema da esse costituito viene mostrata in figura 2.8 e fa riferimento al solo caso con interconnessione.

Ciò che si può immediatamente evincere guardando i diagrammi proposti è il segno del bilancio energetico giornaliero per ciascuno dei primi tre casi presi in esame: mentre per le due sale studio esso risulta essere in deficit (la situazione peggiore è quella della Sala Studio 2), per la terza utenza è invece positivo.

Il segno del bilancio energetico è facilmente intuibile da quello della potenza scambiata con la rete: qualora l'unità sia in deficit questa richiede l'alimentazione della rete esterna che, secondo la convenzione adottata, fornisce energia con segno positivo. In caso invece la singola utenza presenti un surplus di energia, questo si traduce in una  $P_{grid}$  negativa.

Nel caso in cui le utenze siano interconnesse tra loro, l'intervento della rete sarà sempre subalterno a quello delle altre unità, ovvero qualora uno degli utenti manifestasse un deficit di potenza all'interno del proprio bilancio (fra PV, carico ed accumulo) la priorità a sopperirvi sarebbe data prima alle altre due utenze e poi, in caso queste esaurissero le proprie risorse o non ne avessero già dal principio, alla rete pubblica. Anche nel caso di surplus resta valido lo stesso sistema di priorità.

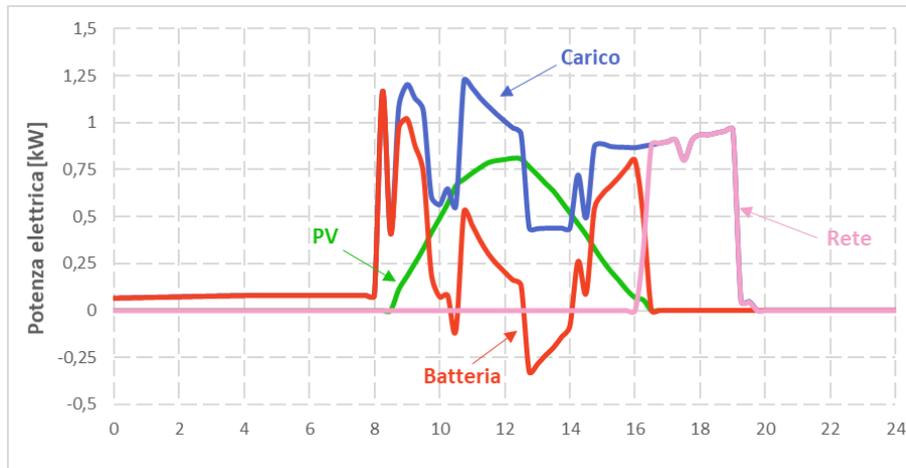
Fino ad ora si è tralasciato il grafico di figura 2.8 che rappresenta la situazione dell'intera *Energy Community* nel caso siano ammessi gli scambi *in loco*: come si può osservare, la potenza scambiata con la rete esterna è sempre identicamente nulla e quindi il bilancio complessivo è in equilibrio, poiché le sole batterie sono capaci di gestire la differenza tra il profilo di generazione e quello di carico dell'intera struttura senza richiedere l'intervento della rete esterna.

È interessante, per ciascuno dei casi presentati, osservare anche la situazione del sistema d'accumulo, con particolare attenzione all'energia residua nelle batterie ed al relativo SOC.

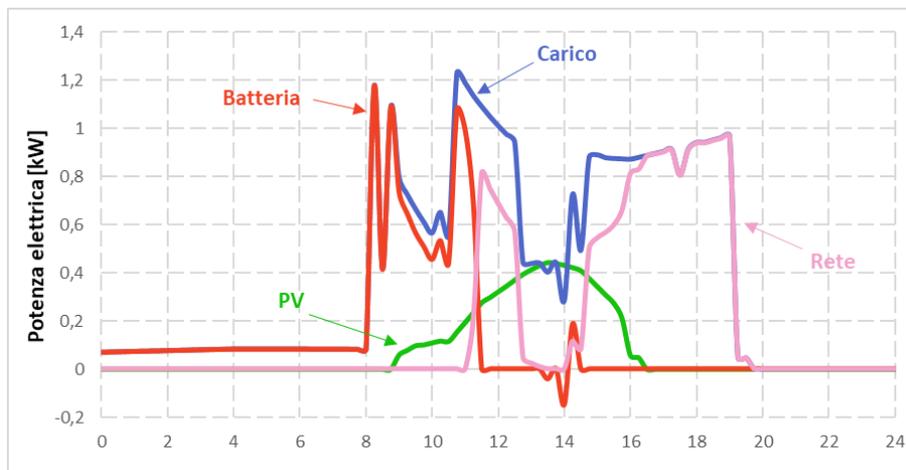
Confrontando la figura 2.9(a) con le figure 2.7(a), 2.7(b) e 2.7(c), si ha la conferma di quanto sostenuto precedentemente, ovvero che l'intervento della rete viene richiesto dalle utenze indipendenti soltanto qualora le batterie di cui ciascuna di esse è dotata

---

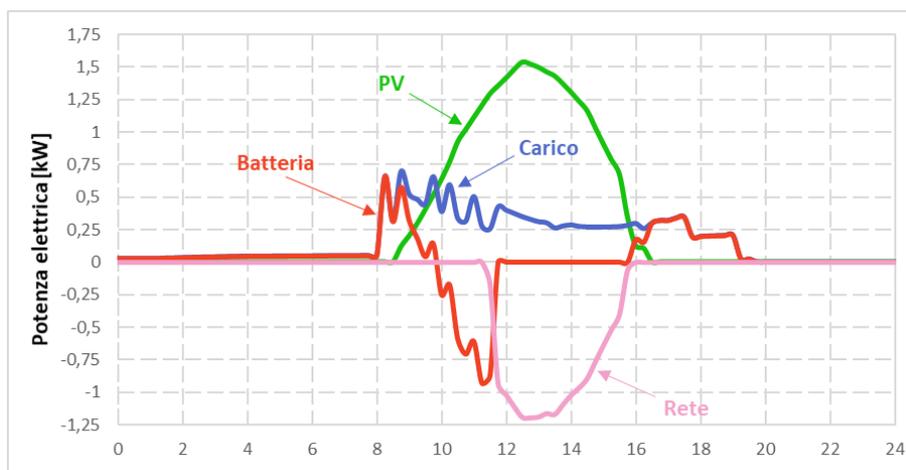
<sup>15</sup>Come si può infatti osservare dai grafici di figura 2.7 e 2.8, già molto prima della mezzanotte le due sale studio (nello scenario di utenze indipendenti) devono ricorrere all'alimentazione da rete pubblica per sostenere il proprio carico perché hanno già esaurito la propria riserva di energia e si presentano quindi già scariche all'inizio del giorno successivo



(a): Sala Studio 1.

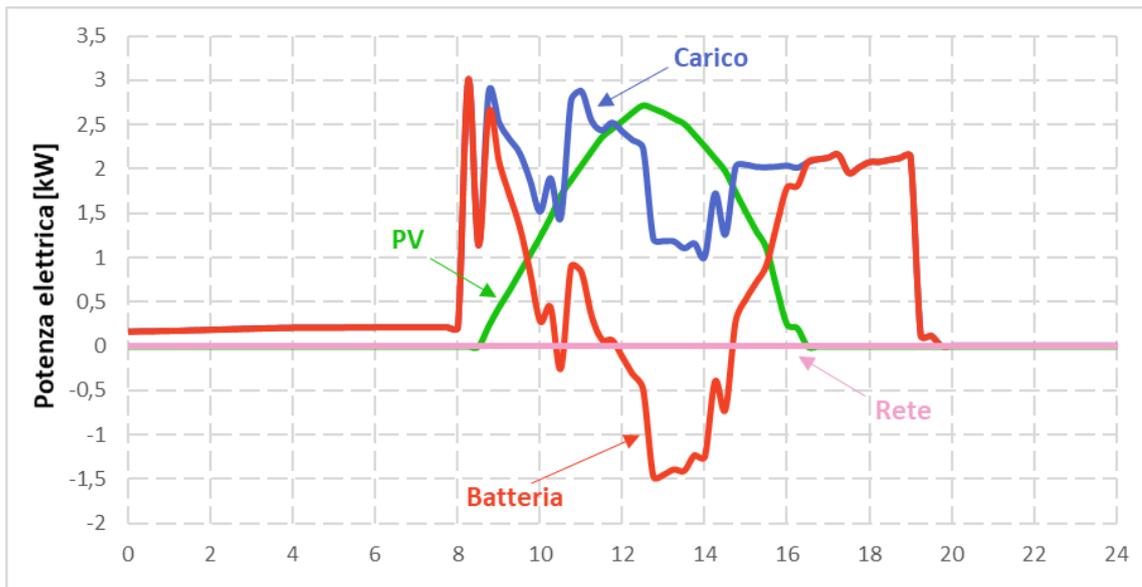


(b): Sala Studio 2.



(c): Sala Controllo e Locale Tecnico.

Figura 2.7: Profili di potenza del 14 Gennaio ricavati per le singole utenze.



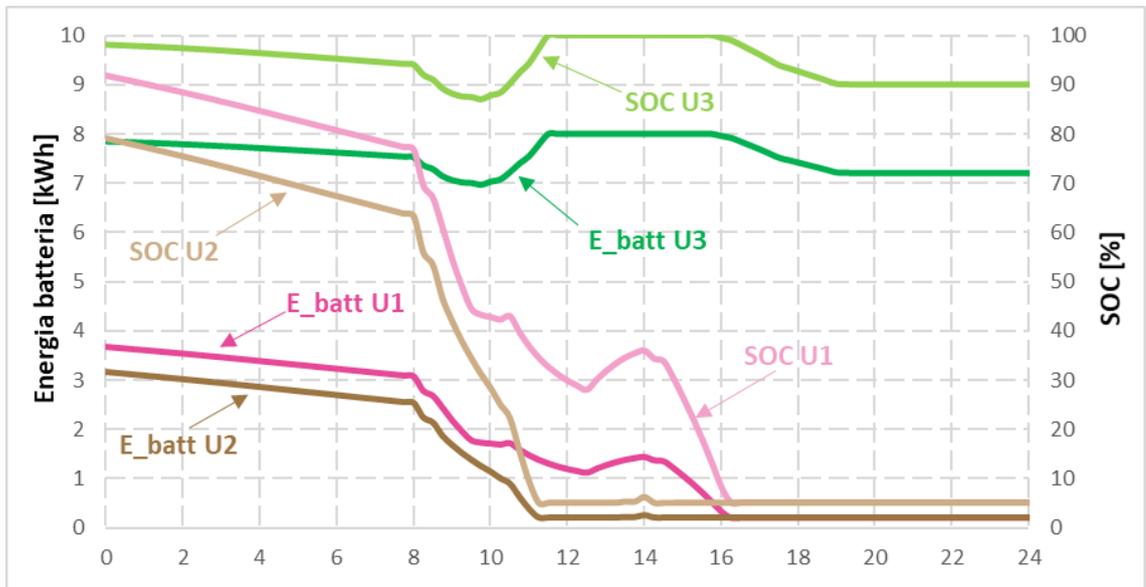
**Figura 2.8:** Profili di potenza del 14 Gennaio ricavati per l'intero edificio nell'ipotesi di "Energy Community".

abbiano raggiunto il livello minimo (nel caso delle due sale studio) o quello massimo (in quello dell'utenza restante) di carica.

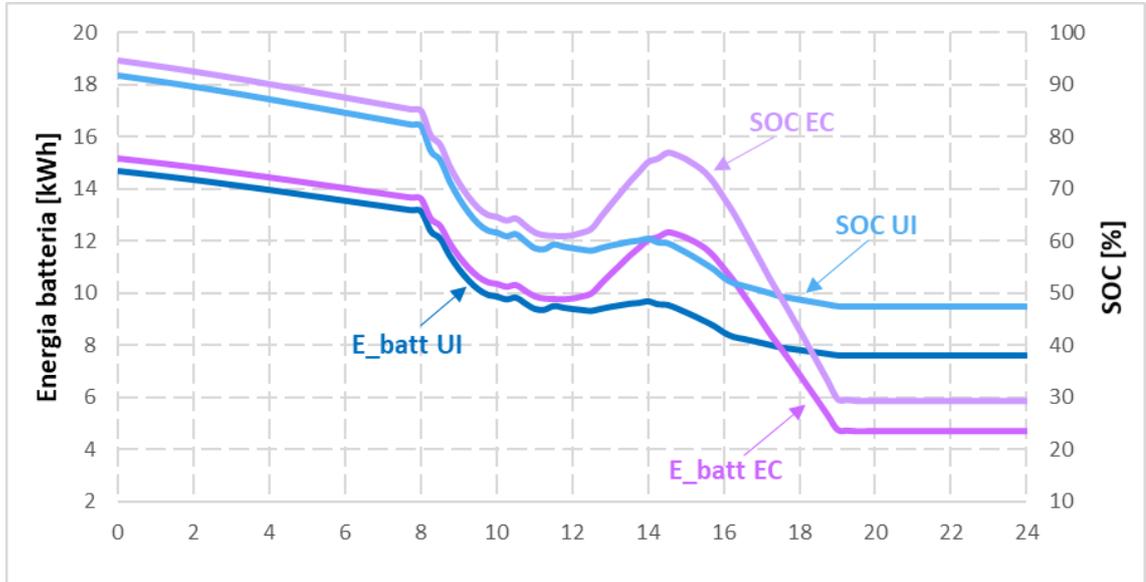
Particolarmente rilevante è quanto mostrato in figura 2.9(b), dove si paragonano le prestazioni del sistema d'accumulo complessivo della struttura nei due possibili casi in merito all'interconnessione tra le utenze.

Osservando le curve associate ai due possibili scenari emerge una netta distinzione tra di essi all'incirca a partire dalle ore 12 in poi. Mentre nel caso di interconnessione il sistema d'accumulo complessivo prima si carica quasi del 20% per poi scaricarsi addirittura del 50% in circa quattro ore e raggiungere così un livello di carica di poco inferiore al 30%, nel caso invece di utenze indipendenti il sistema si carica e si scarica in modo molto meno evidente.

Se ad un primo sguardo sembrerebbe quindi preferibile un sistema senza interconnessione, in realtà ciò non corrisponde al vero, in quanto l'energia che nel caso di interconnessione viene fornita dal sistema di accumulo, nell'altro scenario deve essere invece richiesta alla rete, situazione da evitarsi il più possibile per assecondare gli scopi del progetto.



(a): Singole utenze.



(b): Intero edificio.

**Figura 2.9:** Energia residua nelle batterie e SOC dei singoli utenti (a) e dell'intero edificio (b) sia nel caso con interscambio (EC) che senza (UI) per il 14 Gennaio.

### **Esempio estivo: 12 Luglio**

Oltre all'esempio di una giornata invernale, si è deciso di riportarne anche uno di un caso estivo.

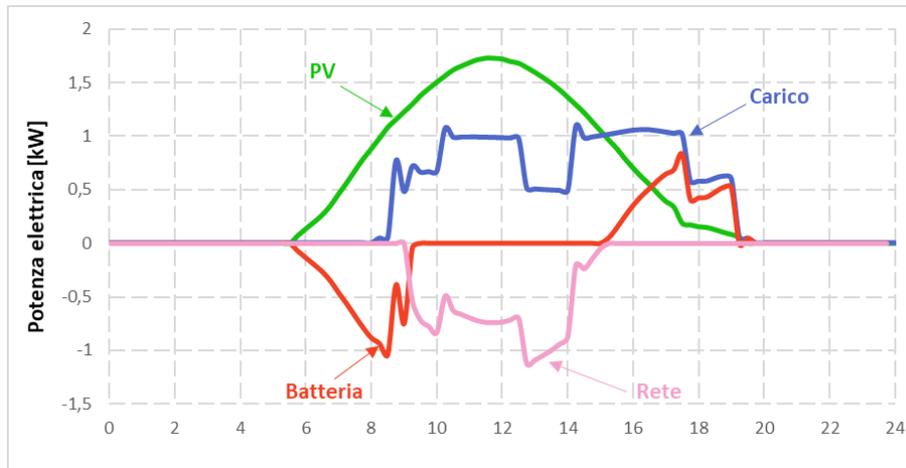
Nello specifico, ancora una volta per motivazioni legate allo stato di carica del sistema di accumulo, la scelta del giorno da utilizzarsi come esempio è ricaduta su un venerdì, ovvero l'ultimo giorno lavorativo della settimana.

Per le stesse motivazioni esplicate nel paragrafo precedente ma ricondotte al caso estivo, nei giorni immediatamente antecedenti al weekend il sistema d'accumulo si trova infatti ad un livello di carica tale da essere maggiormente coinvolto negli scambi energetici del sistema rispetto ai primi giorni della settimana, in cui esso si avvicina ad avere invece uno stato di carica massimo.

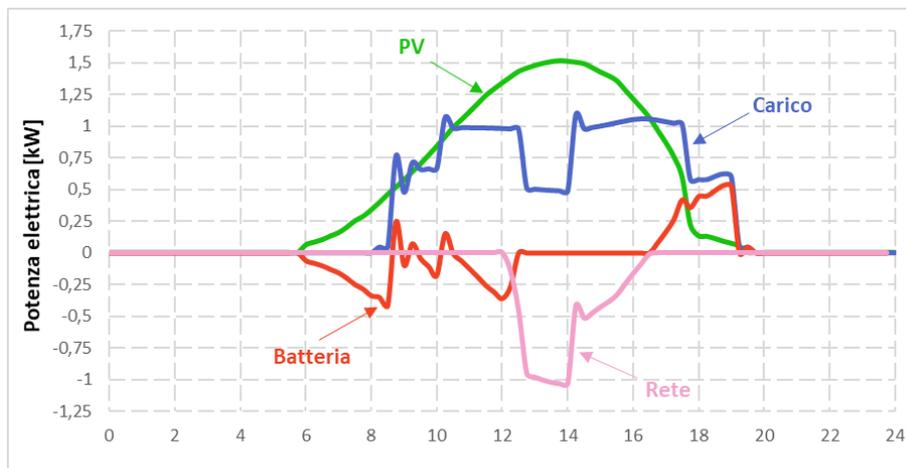
Come si può constatare dai grafici di figura 2.10, 2.11 e 2.12 nel caso estivo sia le singole utenze che l'intero sistema presentano un bilancio con segno positivo. Da notare però come, a differenza degli altri casi riportati, lo squilibrio tra carico e generazione dell'utente costituito dall'unione di Sala Controllo e Locale Tecnico (figura 2.10(c)) sia talmente sbilanciato in favore di quest'ultima da far sì che il suo sistema d'accumulo praticamente non intervenga negli scambi energetici per tutto l'arco della giornata e resti quasi costantemente al livello di carica massimo.

Con ciò si può ritenere conclusa la breve digressione attraverso la quale si sono approfonditi i risultati ottenuti in due giornate selezionate ad esempio per la stagione invernale e per quella estiva grazie all'utilizzo del modello complessivo che si è teorizzato.

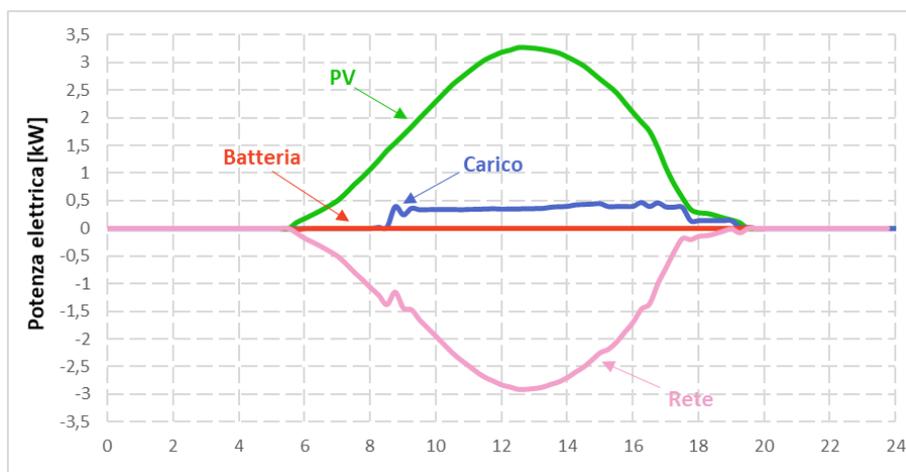
Nei successivi tre capitoli si chiarirà invece in modo più dettagliato come si sia giunti alla modellizzazione adottata in modo definitivo per ciascuna delle unità fondamentali che costituiscono il modello complessivo.



(a): Sala Studio 1.

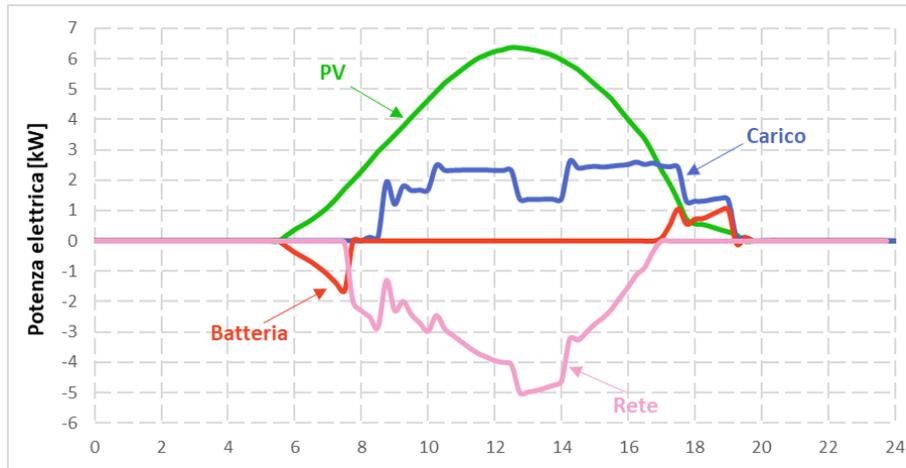


(b): Sala Studio 2.

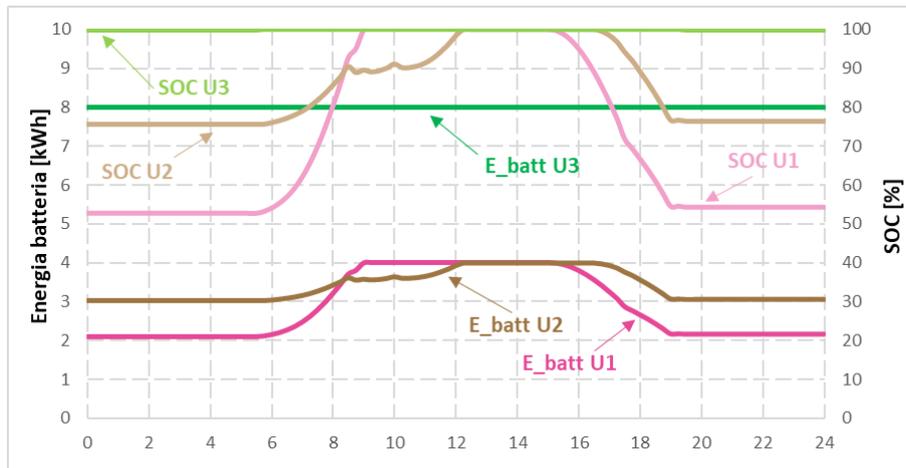


(c): Sala Controllo e Locale Tecnico.

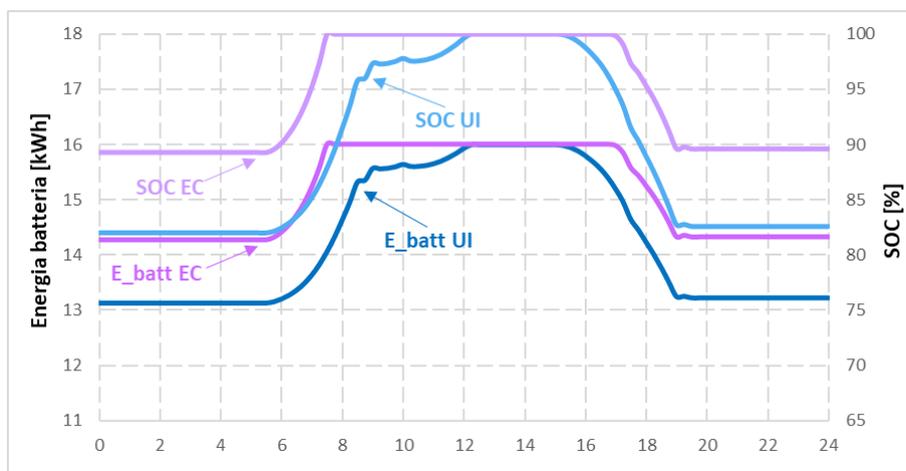
Figura 2.10: Profili di potenza del 12 Luglio ricavati per le singole utenze.



**Figura 2.11:** Profili di potenza del 12 Luglio ricavati per l'intero edificio nell'ipotesi di "Energy Community".



(a): Singole utenze.



(b): Intero edificio.

**Figura 2.12:** Energia residua nelle batterie e SOC dei singoli utenti (a) e dell'intero edificio (b) nel caso con interscambio (EC) o senza (UI) per il 12 Luglio.

## Capitolo 3

# Modello del generatore fotovoltaico

Per la modellizzazione della generazione fotovoltaica, si è innanzitutto dovuta effettuare una scelta riguardo alla fonte da cui estrarre i dati annuali di irradianza per il sito di progetto.

L'opzione più semplice e immediata era rappresentata dall'affidarsi al software online *PVGIS* (Photovoltaic Geographical Information System), il quale, inserendo le coordinate del sito di interesse, consente di ottenere i valori di irradianza giornaliera nelle condizioni di cielo medio, cielo sereno e cielo coperto. In questo modo, non si sarebbe tuttavia potuta tenere in considerazione la possibile generazione di ombre da parte degli ostacoli situati nei pressi del sito di progetto.

In ragione di un'analisi più completa ed attinente al caso di studio, si è dunque optato per una soluzione alternativa, rappresentata dall'uso combinato di due software: *SketchUp* ed *EnergyPlus*.

Il primo dei due si è rivelato utile sia per la modellizzazione 3D dell'edificio ospite del progetto e del relativo ambiente circostante, sia per la localizzazione geografica di quest'ultimo e la sua orientazione nello spazio; il secondo, partendo proprio dal modello *SketchUp* ed elaborandolo, ha permesso di determinare l'irradianza solare che investe i pannelli dei generatori fotovoltaici disposti sul tetto dello stabile.

Tramite le impostazioni di *EnergyPlus* si è impostato un passo simulativo di 15 minuti.

Una volta ottenuti i dati sull'irradianza locale, per poterne ricavare dei profili di generazione utilizzabili nelle simulazioni, si è resa indispensabile una loro elaborazione preventiva tramite le equazioni che costituiscono, di fatto, il modello matematico del generatore fotovoltaico.

Prima di entrare nei dettagli di quest'ultimo, è opportuno specificare che anche i dati relativi alla temperatura dell'ambiente esterno all'edificio, indispensabili per

una corretta determinazione del profilo di generazione, sono stati ottenuti tramite *EnergyPlus* [21].

Di seguito si presentano le equazioni che costituiscono il modello matematico del generatore fotovoltaico caratteristico di questo studio:

$$P_{PV} = P_{NOM} \cdot K_{temp} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{add} \cdot \eta_{PCU} \quad (3.1)$$

$$K_{temp} = 1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T_{cella} - T_{STC}) \quad (3.2)$$

$$T_{cella} = T_{amb} + (NOCT - T_{aNOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \quad (3.3)$$

La prima delle tre equazioni coincide con la definizione di potenza elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico presa a valle dell'inverter, mentre la seconda e la terza definiscono rispettivamente il coefficiente di temperatura e la temperatura di cella, termini secondari di questo modello.

Riguardo alle tre equazioni nel loro insieme, è bene ricordare il significato dei pedici *STC* e *NOCT*.

Il primo individua il valore che assumono determinate grandezze in condizioni standard di collaudo in laboratorio, da cui il nome *Standard Test Condition*; i parametri che per convenzione delimitano tali condizioni di funzionamento sono: irradianza  $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ , massa d'aria  $AM = 1,5$  e temperatura di cella pari a  $25^\circ\text{C}$ .

Il secondo pedice individua invece delle condizioni di riferimento di normale funzionamento (*Normal Operating Cell Temperature*) all'interno delle quali si ricava la temperatura della cella fotovoltaica, indicata nell'equazione (3.3) come *NOCT*.

Convenzionalmente, tale condizione operativa è caratterizzata da: modulo funzionante a circuito aperto, irradianza  $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{aNOCT} = 20^\circ\text{C}$  e velocità del vento pari a  $1 \text{ m/s}$ .

Occorre inoltre precisare che nelle equazioni (3.1) e (3.3) il termine  $G$  sta ad indicare il set di valori di irradianza locale ricavato con *EnergyPlus*. Pare quindi evidente che, così come l'irradianza, anche il profilo della potenza prodotta dal generatore fotovoltaico sia discretizzato sul quarto d'ora.

I termini  $\eta_{PCU}$  e  $\eta_{add}$  dell'equazione (3.1) rappresentano invece dei rendimenti che consentono di tenere conto di differenti fonti di perdita del sistema e per il caso di studio sono pari, rispettivamente, al 97% ed al 92%.

In particolare, il primo elemento si riferisce alle perdite associate al solo inverter, mentre il secondo raccoglie tutte le cosiddette perdite addizionali, ovvero un insieme

eterogeneo di fattori che abbassano l'efficienza globale della produzione fotovoltaica<sup>16</sup>.

Da quanto appena dichiarato si comprende come l'inverter, considerato parte del sistema d'accumulo nel capitolo 2, nel processo di modellizzazione non venga incluso all'interno di quest'ultimo ma piuttosto nel modello del generatore fotovoltaico.

Riguardo alle equazioni presentate sopra, si ritiene doveroso precisare ancora il significato di due ultimi termini:  $\gamma$  e  $P_{NOM}$ . Il primo rappresenta un coefficiente di variazione della potenza con la temperatura e, essendo un parametro caratteristico del modello di pannello fotovoltaico, il suo valore viene fornito dal costruttore; il secondo termine indica semplicemente la potenza di picco o potenza installata del generatore fotovoltaico.

## 3.1 I numeri della generazione fotovoltaica per il caso studio

Utilizzando il set di valori di irradianza definito con *EnergyPlus* e le equazioni che modellizzano il generatore fotovoltaico, è stato possibile ricavare alcuni dati di interesse in merito alla generazione.

### 3.1.1 Profilo di potenza

Una delle caratteristiche della generazione che certamente non si poteva non prendere in considerazione è il profilo di potenza.

In questa sede si è valutato di presentare soltanto il profilo della generazione giornaliera perché ritenuto più significativo.

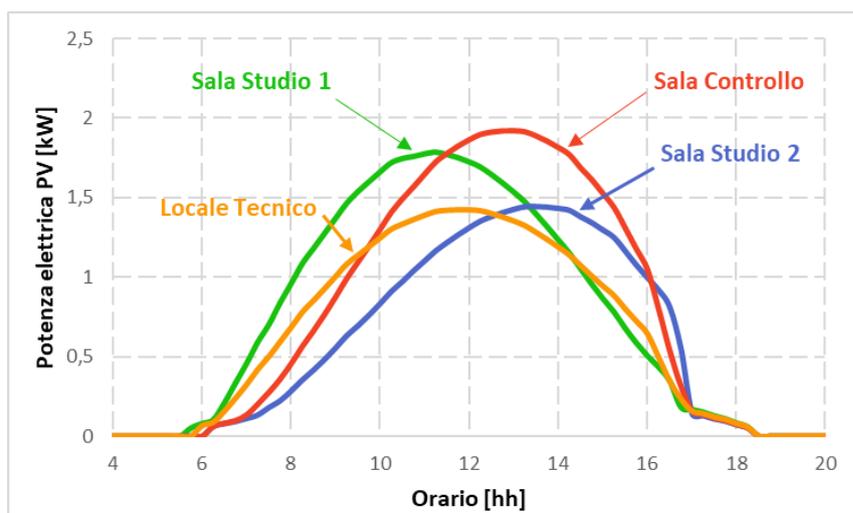
In particolare, si mostrano le curve ottenute per ciascuna stringa in tre diverse giornate primaverili: una a cielo sereno, una a cielo medio ed una a cielo coperto.

Il motivo per cui la scelta è ricaduta su questa stagione è facilmente intuibile: volendo rappresentare una situazione "media" non si poteva che optare per una stagione *di mezzo*, visto che i dati di radiazione solare estivi ed invernali avrebbero altrimenti falsato la valutazione per via dei loro valori "estremi" (rispettivamente verso l'alto e verso il basso).

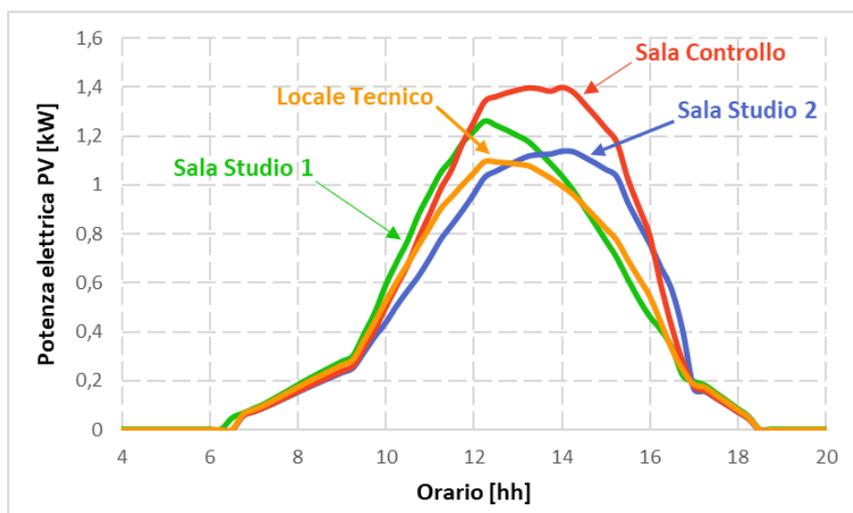
Analizzando ora i dati contenuti nei tre grafici di figura 3.1, si può constatare che mediamente il massimo della potenza fotovoltaica generata si attesta all'incirca su

---

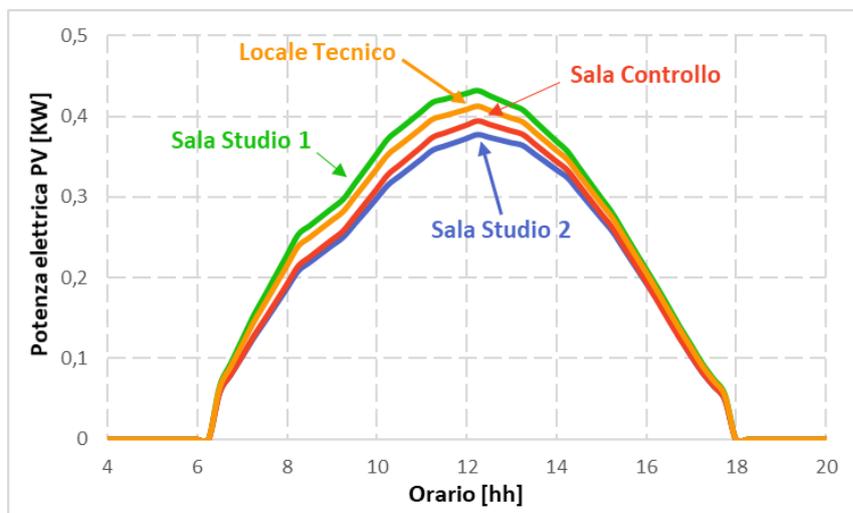
<sup>16</sup>Tra le perdite addizionali si contemplano: le perdite dovute alla sporcizia che si deposita sui moduli, quelle imputabili all'effetto Joule sulla sezione DC dell'impianto, nonché quelle associate ai fenomeni di riflessione e *mismatch*



(a): 19 Aprile, giornata a cielo sereno.



(b): 24 Aprile, giornata a cielo medio.



(c): 21 Aprile, giornata a cielo coperto.

Figura 3.1: Profili di generazione in tre giornate con diverse condizioni di irraggiamento.

1600  $W$  in una giornata a cielo sereno, su 1200  $W$  in condizioni di cielo medio e su 400  $W$  con cielo coperto.

Dalle figure 3.1(a) e 3.1(b) si può inoltre notare come le stringhe con esposizione peggiore siano quelle relative alla Sala Studio 2 ed al Locale Tecnico, raggiungendo esse un massimo di circa 1500  $W$  e 1150  $W$  rispettivamente in condizioni di cielo sereno e cielo medio. La stringa sopra la Sala Controllo risulta invece avere l'esposizione migliore, raggiungendo quasi i 2000  $W$  di potenza generata con cielo sereno e 1400  $W$  con cielo medio. La Stringa della Sala Studio 1 presenta infine un profilo intermedio rispetto a quelli finora analizzati.

Dalla figura 3.1(c) si può invece constatare come, in condizioni di cielo coperto, le quattro stringhe presentino dei profili di potenza elettrica generata molto simili tra loro. Questo porta a dedurre che l'esposizione dei pannelli risulta essere poco impattante sulla potenza prodotta in tali condizioni meteo.

### 3.1.2 Energia generata

Può risultare interessante considerare la produzione fotovoltaica, oltre che in termini di potenza, anche dal punto di vista energetico.

#### Produzione giornaliera media

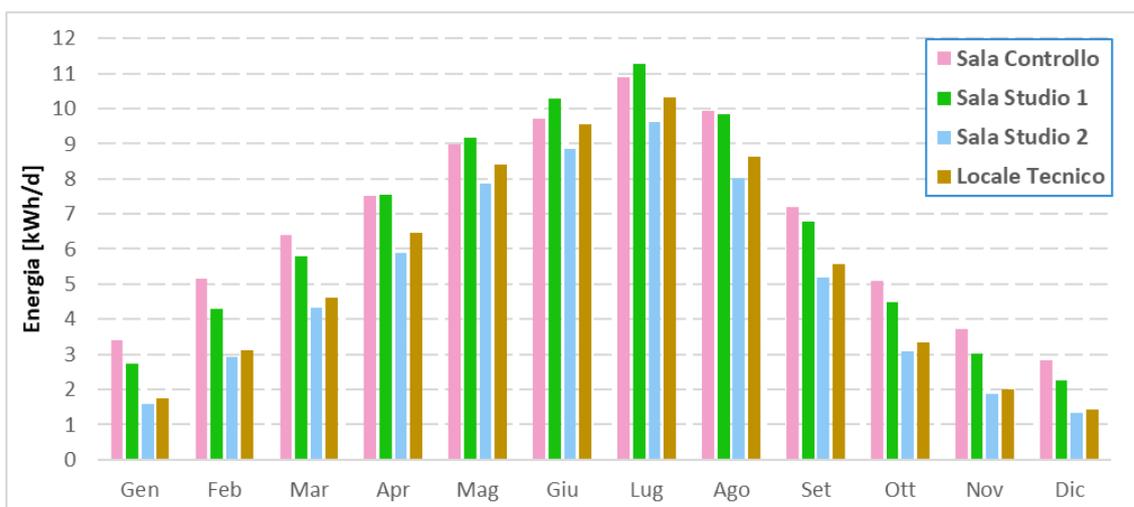
Se per tracciare il profilo di potenza si è preferito utilizzare i dati relativi ad un giorno specifico, per la produzione energetica giornaliera si è ritenuto invece di maggior interesse effettuare una valutazione di tipo statistico, andando piuttosto a considerare i valori medi ottenibili su base mensile.

L'istogramma di figura 3.2 mostra, per ogni mese dell'anno, il valore medio dell'energia prodotta giornalmente dalle quattro stringhe del progetto PVZEN.

Osservando con attenzione il grafico, si può facilmente notare come l'esposizione favorevole della stringa della Sala Controllo consenta di ottenere una produzione giornaliera mediamente più alta (6,74  $kWh/d$ ) nell'arco di un intero anno rispetto a quella degli altri locali.

In particolare, la stringa in questione, se messa a confronto con quella della Sala Studio 1 ovvero la più competitiva in quanto a produzione (6,45  $kWh/d$  di media annua), presenta il notevole vantaggio di avere una generazione media giornaliera più elevata nei mesi invernali.

I valori di produzione giornaliera media annua per le stringhe associate ai due locali restanti sono, rispettivamente, pari a 5,05  $kWh/d$  per la Sala Studio 2 e 5,43  $kWh/d$



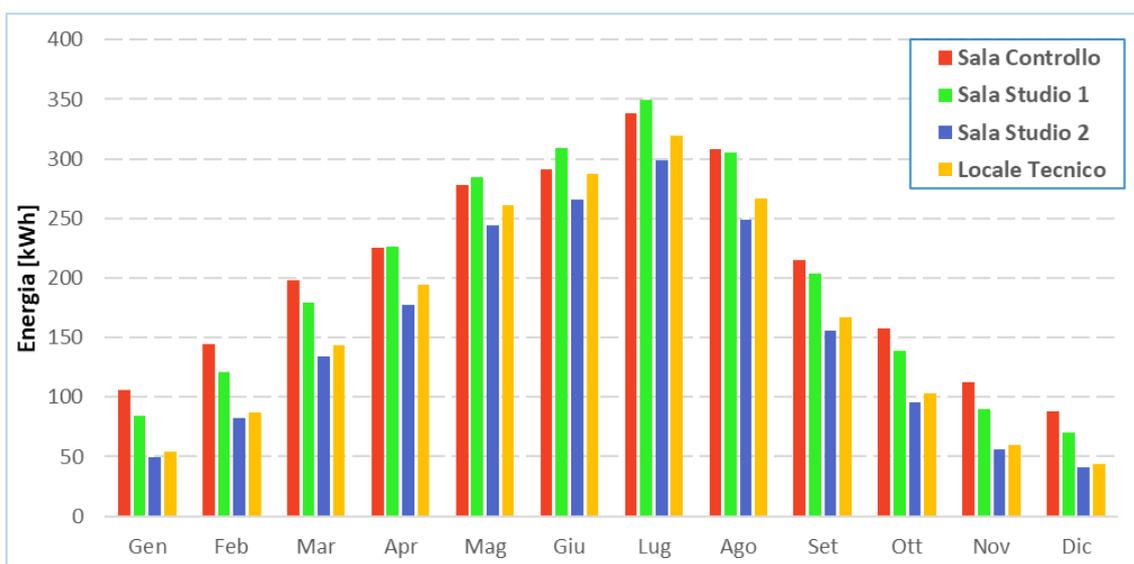
**Figura 3.2:** Produzione media giornaliera dei locali.

per il Locale Tecnico.

Da questi dati e dall'osservazione diretta dell'istogramma di figura 3.2 risulta quindi evidente come il generatore meno produttivo sia quello della Sala Studio 2.

### Produzione mensile complessiva

Oltre alla produzione media giornaliera si è reputato significativo riportare in un apposito grafico (figura 3.3) anche i dati sul totale dell'energia prodotta mensilmente dalle singole stringhe fotovoltaiche.



**Figura 3.3:** Produzione mensile complessiva dei singoli ambienti.

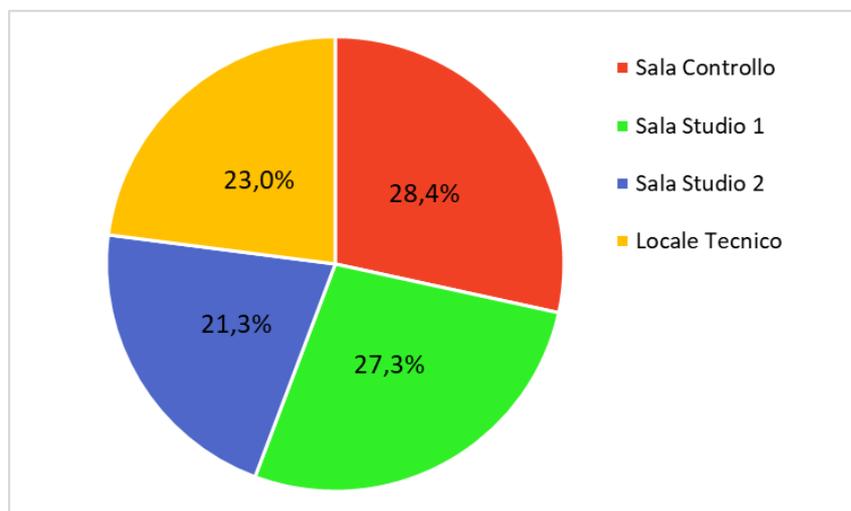
Pur avendo il grafico in questione un andamento analogo a quello dell'istogramma di figura 3.2, l'elemento di novità ed interesse da esso introdotto corrisponde per

l'appunto ai dati numerici, che riguardano la produzione energetica mensile e non più quella giornaliera.

### Produzione annuale

Grazie ai dati su base mensile è stato quindi semplice ricavare successivamente quelli su scala annuale.

Per dare un'idea immediata di come sia suddivisa tra le singole stringhe la produzione fotovoltaica annuale si è pensato di realizzare il grafico di figura 3.4, in cui sono riportati i contributi percentuali di ciascuna stringa al totale di energia prodotta nell'arco dell'anno.



**Figura 3.4:** Ripartizione della produzione fotovoltaica annuale tra i locali.

Ovviamente, questi dati confermano quanto già dedotto a margine dei risultati sulla produzione media giornaliera:

- La stringa associata alla Sala Controllo è la più produttiva con il 28,4%, corrispondente all'incirca a 2643 *kWh*, dell'energia generata annualmente dall'intero campo fotovoltaico dell'edificio;
- La Sala Studio 1 si attesta al secondo posto con il 27,3% (pari a 2361 *kWh*) del totale;
- Il Locale Tecnico è terzo con il 23% (corrispondente a circa 1988 *kWh*);
- La stringa meno produttiva è quella della Sala Studio 2 con solo il 21,3% (ovvero 1848 *kWh*) del totale di energia generata annualmente.

Il totale dell'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico dell'intero edificio ammonta quindi complessivamente a circa 8660 *kWh*.

Ciò che si tiene ora ad evidenziare è che, in definitiva, l'utente composto da Sala Controllo e Locale Tecnico risulta essere nettamente dominante rispetto agli altri due in termini di produzione elettrica, contribuendo esso per circa il 51,4% del totale.

# Capitolo 4

## Modello del carico elettrico

In base a quanto già affrontato nel capitolo 2 si può certamente comprendere come il carico elettrico ipotizzato per l'edificio sia di natura eterogenea, comprendendo esso proiettori, computer, dispositivi di illuminazione ed il condizionamento dell'aria, dove con quest'ultimo si intende sia il sistema di ventilazione che le pompe di calore. Quindi, prima di poter parlare del carico nel suo complesso occorre definire anzitutto le ipotesi assunte per ciascuna delle voci di cui esso si compone.

È in questo contesto che si inserisce la necessità di definire le assunzioni in merito a date e orari di apertura dello stabile ed alle temperature di set point dei singoli ambienti sia per la stagione estiva che invernale. Soltanto dopo aver chiarito questi aspetti sarà possibile comprendere le decisioni adottate per modellizzare le singole sorgenti di carico.

### 4.1 Il caso studio

Anche per gli studi simulativi oggetto di questa tesi si è stabilito di adottare le stesse ipotesi fatte da T. Gasco [21] e riportate di seguito.

Si è supposto che l'edificio fosse soggetto ai seguenti periodi di chiusura:

- Tutti i weekend, sia per l'intera giornata del sabato che della domenica;
- Dal 23/12 al 07/01 per le vacanze natalizie;
- Dal 18/04 al 25/04 per la settimana di Pasqua;
- Dal 01/08 al 31/08 per la pausa estiva.

Inoltre nei giorni di apertura si sono fissati i seguenti orari:

- 8.30-19.00 per le due sale studio e per la Sala Controllo;
- 8.30-17.30 per il locale tecnico

Per avvicinarsi alla simulazione di un caso reale si sono ipotizzati anche dei profili di occupazione plausibili per i singoli locali. Per esempio, si è immaginato che il carico della Sala Controllo e del Locale Tecnico fosse sempre utilizzato al 100% per l'intero orario di apertura dello stabile, anche se nel secondo caso occorre precisare che il carico è rappresentato dalla sola illuminazione.

Per le due sale studio si è invece pensato ad un profilo di occupazione così articolato:

- 50% delle postazioni occupate dalle 8.30 alle 10.00;
- 100% dalle 10.00 alle 12.30;
- 30% dalle 12.30 fino alle 14.00;
- 100% dalle 14.00 alla chiusura.

In quanto invece al condizionamento dell'aria, si è supposto di impostare due controlli termostatici distinti: uno per il riscaldamento (attivo dal 01/01 al 31/03 e dal 16/10 al 31/12) ed un altro per il raffrescamento (in funzione dal 01/04 al 15/10). Ciascun controllo termostatico necessita di una temperatura di set point, impostata ad un valore diverso a seconda che il fabbricato sia aperto o meno.

Nel periodo invernale i locali adibiti agli studenti prevedono una temperatura di set point di  $20^{\circ}C$  all'interno dell'orario di apertura e di  $13^{\circ}C$  altrimenti, laddove per il Locale Tecnico si è prevista un'unica temperatura di set point fissata a  $15^{\circ}C$  poiché non atto ad ospitare persone in modo continuativo.

Nel periodo estivo tutti gli ambienti interni dell'edificio sono invece regolati termicamente allo stesso modo: temperatura di set point in orario di apertura impostata a  $26^{\circ}C$ , a  $30^{\circ}C$  altrimenti. Unico distinguo da farsi è quello relativo al controllo termostatico durante il mese di Agosto, corrispondente al periodo delle vacanze estive, visto che in questo lasso di tempo si è deciso di fissare il target di temperatura a  $35^{\circ}C$  in modo continuativo allo scopo di evitare eventuali danni da calore alle apparecchiature elettroniche.

Per riassumere tutte le condizioni fin qui esposte si rimanda alla tabella 4.1 a pagina seguente.

**Tabella 4.1:** Temperature di set point impostate nel corso dell'anno per tutti i locali, fatta eccezione per il Locale Tecnico.

Stagione	Data	Giorni	Orario	Temperatura [°C]
Riscaldamento	24/12 - 07/01	Lun - Dom	00:00 - 24:00	13
	07/01 - 31/03	Lun - Ven	00:00 - 08:00	13
			08:00 - 19:00	20
		19:00 - 00:00	13	
	Sab - Dom	00:00 - 24:00	13	
Raffrescamento	01/04 - 17/04	Lun - Ven	00:00 - 08:00	30
			08:00 - 19:00	26
			19:00 - 00:00	30
		Sab - Dom	00:00 - 24:00	30
	18/04 - 25/04	Lun - Dom	00:00 - 24:00	30
	26/04 - 31/07	Lun - Ven	00:00 - 08:00	30
			08:00 - 19:00	26
		19:00 - 00:00	30	
		Sab - Dom	00:00 - 24:00	30
	01/08 - 31/08	Lun - Dom	00:00 - 24:00	35
01/09 - 15/10	Lun - Ven	00:00 - 08:00	30	
		08:00 - 19:00	26	
	19:00 - 00:00	30		
	Sab - Dom	00:00 - 24:00	30	
Riscaldamento	16/10 - 23/12	Lun - Ven	00:00 - 08:00	13
			08:00 - 19:00	20
		19:00 - 00:00	13	
	Sab - Dom	00:00 - 24:00	13	

## 4.2 Distinzione dei carichi

Prima di poter trattare diffusamente l'argomento, si reputa di dover puntualizzare cosa si intende per *profilo di carico* nell'ambito dell'ingegneria elettrica: quest'espressione viene utilizzata per indicare un set di dati relativi alla potenza elettrica assorbita nel tempo da uno o più utilizzatori, i quali possono essere di natura omogenea o meno. Lo step tra due dati successivi varia in genere da caso a caso e può dipendere da diversi fattori.

Nella situazione di studio si è ipotizzato, per ciascun apparecchio utilizzatore, di avere un dato sulla potenza elettrica assorbita ogni 15 minuti.

Si procede ora con le considerazioni in merito alle singole voci di carico viste al punto 2.1.6 e riportate in tabella 2.1.

Il profilo di carico degli utilizzatori presenti nell'edificio può dipendere:

- Solo dagli orari di apertura dello stabile, per quei carichi di seguito definiti di TIPO 1;
- Dagli orari di apertura e dal fattore di occupazione assunto per le postazioni nel caso del TIPO 2;
- Dagli orari di apertura e dal controllo termostatico del fabbricato per i carichi appartenenti al TIPO 3.

Questa suddivisione è valida se ci si riferisce al profilo di carico aggregato per tutti gli apparecchi dello stesso genere piuttosto che a quello del singolo elemento. In tal caso, nella situazione di studio si potrebbero teoricamente individuare sette distinti profili di carico, uno per ogni categoria di dispositivi presenti nello stabile: plafoniere, faretti, computer fissi, computer portatili, proiettori, sistema di ventilazione e pompe di calore.

In realtà il diverso fattore di utilizzazione supposto per i singoli ambienti fa sì che, da un lato, si debbano fare ulteriori distinzioni anche tra apparecchi dello stesso genere e dall'altro accomuna invece utilizzatori diversi; a supporto di quanto appena detto si porta l'esempio del profilo di carico complessivo dei faretti di un singolo locale: esso è praticamente lo stesso per Sala Controllo e Locale Tecnico, mentre invece se si rapporta il profilo di uno di questi due ambienti a quello delle due sale studio si notano discrepanze rilevanti, connesse alle differenti ipotesi in merito al fattore di occupazione dei singoli locali.

Una breve ma doverosa osservazione: i carichi di TIPO 2 per cui si è ipotizzato un fattore di utilizzazione del 100% per l'intero orario di apertura possono di fatto individuarsi come carichi di TIPO 1.

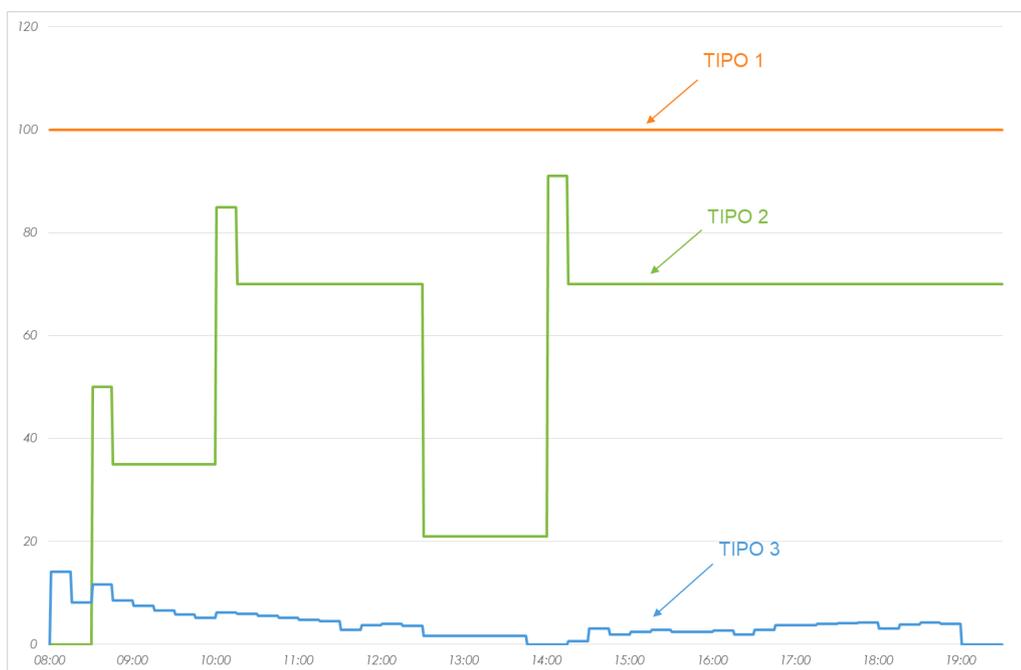
In base a queste considerazioni, i carichi dell'edificio si sono distribuiti all'interno dei tre gruppi sopra delineati nel modo in cui si può vedere in tabella 4.2.

Utilizzando come scala temporale di riferimento soltanto l'orario di apertura, i carichi di TIPO 1 sono caratterizzati da un profilo ad assorbimento costante, mentre prendendo in considerazione un'intera giornata questo genere di carichi si distingue per via di un profilo di tipo ON-OFF.

L'unica eccezione per questa categoria vale per i PC fissi, per cui si è ipotizzata l'esistenza anche di un gradino di accensione (vedi paragrafo 4.3).

I carichi di TIPO 2 sono contraddistinti da un profilo a gradini. Nel caso in cui il riferimento temporale sia l'intera giornata, tra i gradini è compreso anche quello corrispondente allo stato di OFF, ovvero 0 W, mentre questo non si verifica in caso contrario.

I carichi di TIPO 3 hanno invece un profilo variabile e per il caso di studio in questa categoria rientrano soltanto il sistema di ventilazione e le pompe di calore. Il profilo di questo tipo di utilizzatori è stato ottenuto a partire dai dati derivanti dalla simulazione termoenergetica portata a termine da T. Gasco [21].



**Figura 4.1:** Rappresentazione grafica dei carichi di TIPO 1, 2 e 3.

Le tre tipologie di profilo di carico sono riportate in figura 4.1. Per tracciare i tre andamenti si sono utilizzati, rispettivamente, i dati di plafoniere, PC e riscaldamento della Sala Studio 1 nel giorno del 24/01 dalle 8.00 alle 19.30.

Dall'immagine può sembrare che l'unica differenza tra il profilo del TIPO 2 e quello del TIPO 3 consista nel numero dei gradini; in realtà il fatto che il carico di TIPO 3 si presenti anch'esso a gradini è imputabile alla scelta di effettuare la simulazione termoenergetica con uno step di 15 minuti. Per una rappresentazione coerente con quanto detto in precedenza e per cui si possa notare la differenza rispetto alle altre due classi di utilizzatori individuate si dovrebbe disporre almeno di un dato al minuto.

Per quanto concerne le singole tipologie di dispositivi, si è già detto al punto 2.1.6 che per plafoniere e faretti si sono scelti due prodotti ben definiti, mentre non si è potuto fare altrettanto per quelle restanti, le quali hanno pertanto presupposto la conseguente formulazione di alcune ipotesi.

In quanto ai due proiettori si è ipotizzato che questi dispositivi funzionassero alla loro potenza di picco di 190 W per sole 4 ore e si è poi distribuito il consumo associato a tale funzionamento sull'intero orario di apertura dello stabile. Con questo espediente, si è così potuti passare da un profilo a due stati di tipo ON-OFF ad uno a potenza costante all'interno dell'orario di apertura dell'edificio.

Per i computer portatili si sono già affrontate (sempre al punto 2.1.6) le motivazioni alla base dell'impossibilità di individuare un prodotto unico da considerarsi in questo studio. Al fine di rispondere al meglio all'esigenza di stabilire comunque il profilo di assorbimento di questo tipo di componenti, si è scelto di utilizzare un misuratore di carico per campionare la potenza assorbita da uno specifico modello selezionato tra quelli disponibili, come verrà trattato diffusamente nella sezione immediatamente successiva.

Per comodità, si è deciso di adottare anche per i tre computer fissi della Sala Controllo il profilo di carico ricavato per i portatili.

	<b>TIPO 1</b>	<b>TIPO 2</b>	<b>TIPO 3</b>
<b>Sala controllo</b> (Zona 1)	PC fissi Plafoniera Faretti	-	Sistema di condizionamento dell'aria
<b>Sale Studio 1-2</b> (Zone 2-3)	Proiettori Plafoniere	PC portatili Faretti	Sistema di condizionamento dell'aria
<b>Locale Tecnico</b> (Zona 4)	Faretti	-	Sistema di condizionamento dell'aria

**Tabella 4.2:** Dislocazione dei carichi di TIPO 1, 2 e 3 nei singoli ambienti.

### 4.3 Profilo di assorbimento di un PC portatile

Fra i modelli di computer portatili disponibili (*HP Pavilion dv6 Notebook PC* e *TO-SHIBA Satellite C660D*), effettuando delle rapide misurazioni per ciascuno di essi si è potuto stabilire che il più datato fra i due fosse quello con il maggior consumo.

Siccome in fase progettuale si è soliti ipotizzare di trovarsi nelle peggiori condizioni possibili in modo da non farsi poi cogliere impreparati nel caso in cui esse dovessero effettivamente verificarsi nella realtà, si è deciso di utilizzare per i campionamenti proprio il modello con il maggior consumo, ovvero il prodotto della HP.

Come misuratore di carico si è impiegato uno strumento fornito dal Politecnico di Torino, corrispondente al modello *CLM1000 Professional Plus* prodotto da Christ ELEKTRONIK.

Grazie alla presenza di una memoria interna, l'oggetto in questione consente non solo di misurare la potenza attiva assorbita dal carico, ma anche di salvarla automaticamente al suo interno per un successivo utilizzo. Direttamente dal menù delle impostazioni dello strumento è possibile regolare l'intervallo di campionamento con cui effettuare le misurazioni, scegliendo tra un set di valori preimpostati: 1, 5, 10, 30 o 60 secondi. Siccome ai fini delle simulazioni non risultava d'interesse un campionamento più fitto, si è impostato il *time-step* massimo, pari a 60 secondi.

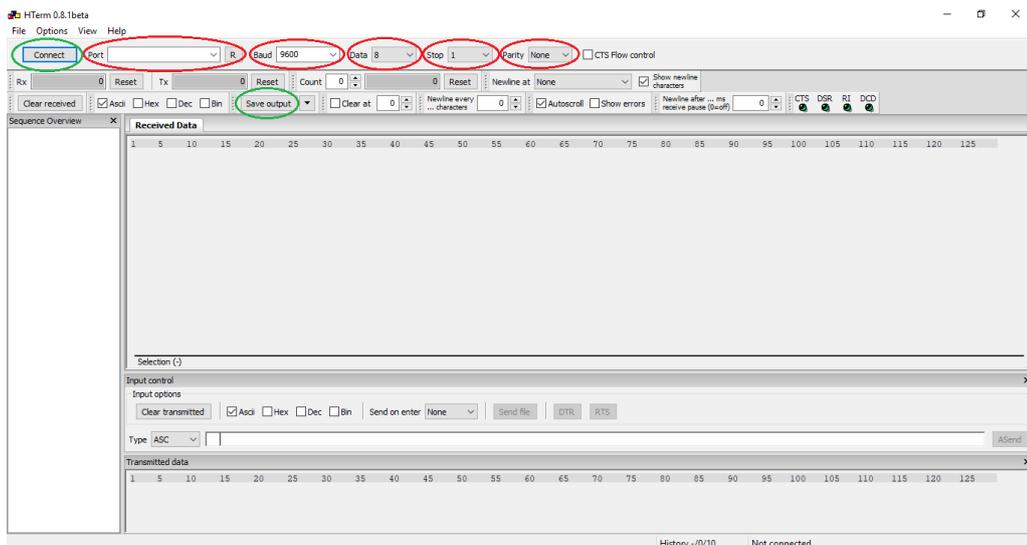
Il *CLM1000 Professional Plus*, a differenza del modello base, è dotato anche di un'interfaccia USB che semplifica la connessione ad un computer per il trasferimento e la successiva elaborazione dei dati salvati nella memoria interna del dispositivo. A tale proposito, occorre precisare che per rendere effettiva l'interfaccia tra strumento e PC si sono dovute eseguire le operazioni preliminari prescritte dal manuale d'istruzione del dispositivo di misura [25].

Dapprima si è reso necessario verificare la presenza o meno del driver VCP e, constatandone l'assenza, si è quindi proceduto al download della sua versione predisposta per il sistema operativo in uso sullo stesso PC. Successivamente si è scaricato e installato il software HTerm, indispensabile per comunicare con lo strumento.

Una volta effettuate le misurazioni d'interesse, si è quindi eseguito il trasferimento dei dati da un dispositivo all'altro, operando nel modo seguente:

- Si è realizzata la connessione fisica tra i due oggetti, mettendoli in comunicazione tramite apposito cavo.
- Si è verificato quale fosse il nome della porta USB associata allo strumento di misura all'interno della sezione *Gestione dispositivi* del computer.
- Nella schermata del software HTerm si è selezionata la porta USB d'interesse.

- Si sono controllate alcune impostazioni nel menù principale del misuratore di carico.
- Una volta settati alcuni parametri nella schermata del software ai valori prescritti dal manuale ed in accordo alle impostazioni sullo strumento, si è cliccato sul pulsante *Connect* in alto a sinistra nella stessa schermata di HTerm.
- Agendo nuovamente sullo strumento, nel menù principale si è selezionata la voce *Set Data Log* e, nella nuova schermata apparsa di conseguenza, si è poi scelto *Send data*; cliccando su quest'ultimo, il suo valore è passato da OFF ad ON solo per il tempo necessario ad inviare i dati, tornando poi ad OFF una volta terminato il processo.
- Nella schermata HTerm sul PC, si è poi cliccato sul pulsante *Save output* per non perdere i dati appena acquisiti e memorizzarli in un nuovo file, di cui si è dovuta modificare l'estensione in ".csv" per renderlo successivamente leggibile ed elaborabile da Excel.



**Figura 4.2:** Schermata del software HTerm (in rosso i parametri da settare prima dell'importazione ed in verde i pulsanti su cui bisogna agire).

Aprendo tramite Excel il file così ottenuto ed adeguandolo al formato tabulare tipico di quest'ultimo tramite la finestra di dialogo iniziale, si è giunti ad una tabella come quella di figura 4.3.

Nonostante lo strumento adottato abbia campionato diverse grandezze elettriche, ai fini dello studio in oggetto risultava d'interesse la sola potenza attiva assorbita istantaneamente dal carico (indicata convenzionalmente con P anche in figura 4.3). Osservando il profilo di carico così ricavato per il PC portatile e riportandone i valori di potenza attiva misurati alle fasi di accensione, funzionamento normale e

	P[W]	S [VA]	Q [var]	V [V]	I [A]	PF	kWh	kVAh	k varh	X
13.11.2018 15:07:24	52,3	57,8	24,6	233,5	0,247	0,905	0,7616	1,5477	1,3448	2
13.11.2018 15:08:24	47,8	61,3	38,3	233,8	0,262	0,781	0,7624	1,5487	1,3456	2
13.11.2018 15:09:24	35,4	66,4	56,2	229,4	0,29	0,533	0,7631	1,5499	1,3465	2
13.11.2018 15:10:24	31,3	58,2	49	230	0,253	0,538	0,7636	1,5509	1,3473	2
13.11.2018 15:11:24	32,1	59,9	50,5	229,6	0,261	0,537	0,7642	1,5519	1,3481	2
13.11.2018 15:12:24	31	58,4	49,5	229,9	0,254	0,531	0,7647	1,5529	1,349	2
13.11.2018 15:13:24	32,2	61	51,8	230,7	0,264	0,528	0,7653	1,5539	1,3498	2
13.11.2018 15:14:24	31,5	59,8	50,8	229,5	0,26	0,526	0,7658	1,5549	1,3507	2
13.11.2018 15:15:24	32,2	61,1	52	229,7	0,266	0,526	0,7663	1,5559	1,3515	2
13.11.2018 15:16:24	31,7	62,1	53,5	228,2	0,272	0,51	0,7669	1,5569	1,3524	2
13.11.2018 15:17:24	31,2	61,7	53,3	228,5	0,27	0,506	0,7674	1,558	1,3533	2
13.11.2018 15:18:24	31,8	58,2	48,7	227,9	0,255	0,547	0,768	1,559	1,3541	2
13.11.2018 15:19:24	31	60,3	51,8	229	0,263	0,514	0,7685	1,56	1,355	2
13.11.2018 15:20:24	31,8	59,3	50	228,3	0,26	0,537	0,769	1,561	1,3558	2
13.11.2018 15:21:24	31,5	59,9	50,9	226,9	0,264	0,526	0,7696	1,562	1,3567	2
13.11.2018 15:22:24	32,2	60,8	51,6	226,7	0,268	0,529	0,7701	1,563	1,3575	2
13.11.2018 15:23:24	31,3	58,1	48,9	229,8	0,253	0,54	0,7706	1,564	1,3583	2
13.11.2018 15:24:24	25,7	48,5	41,1	229,6	0,211	0,53	0,7712	1,565	1,3592	2
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

**Figura 4.3:** Estratto dei dati forniti dal misuratore di carico in formato di tabella Excel.

stand-by, per semplicità si è vagliata una modellizzazione a tre step di questo dispositivo. Ogni step si associa ad una particolare fase di funzionamento del portatile ed il suo valore si è calcolato mediando i termini contenuti nel file Excel ed associati alle relative modalità di funzionamento.

Per omologarsi al resto del sistema<sup>17</sup>, si è inoltre supposto che l'estensione temporale di ciascuno step fosse di 15 minuti.

Occorre però precisare che il portatile campionato è dotato di una ventola di raffreddamento interna che entra in funzione quando lo stesso supera una certa soglia di temperatura. L'alimentazione della ventola comporta un maggior consumo da parte del PC e motiva la presenza di alcuni picchi di potenza attiva rilevati nei dati ed altrimenti irragionevoli.

I tre step del modello preso in considerazione corrispondono ai seguenti funzionamenti del dispositivo:

- Computer spento, che comporta un assorbimento nullo di potenza attiva e si associa quindi ad uno step di valore 0 W;
- Accensione iniziale, che si identifica con il massimo assoluto di potenza richiesta dal portatile ed è rappresentata da uno step di 50 W;

<sup>17</sup>Vedi punto 4.2

- Il funzionamento normale, fase intermedia tra le due appena citate e comprendente non solo il vero e proprio funzionamento normale del PC, ma anche i massimi locali associati all'accensione della ventola ed i minimi dovuti invece ai periodi di stand-by; questa fase è rappresentata tramite uno step del valore di 35 W.

Se per quanto riguarda lo step a 0 W e quello a 35 W non vi è alcuna limitazione al numero massimo di gradini dello stesso tipo in successione, per lo step a 50 W non vale altrettanto: siccome l'accensione del PC è un fenomeno da considerarsi piuttosto rapido che si estingue largamente all'interno dei 15 minuti di ampiezza dello step, nel modello si presuppone che il gradino da 50 W non possa essere nè seguito nè preceduto da un altro step dello stesso tipo.

## 4.4 Il carico elettrico in cifre

Fino a questo momento si sono approfonditi diversi aspetti del carico elettrico del progetto PVZEN senza tuttavia prendere in considerazione i numeri complessivamente in gioco.

### 4.4.1 Profili di carico dei singoli ambienti e dell'intero edificio

A partire dalle ipotesi viste al punto 4.1 e dai modelli reali o teorici dei singoli dispositivi, è stato possibile delineare un profilo di carico per ciascuno di essi.

Per poter successivamente definire anche il profilo di carico complessivo per ogni ambiente è stato sufficiente sommare tra loro i profili di ciascun utilizzatore presente all'interno del locale in questione.

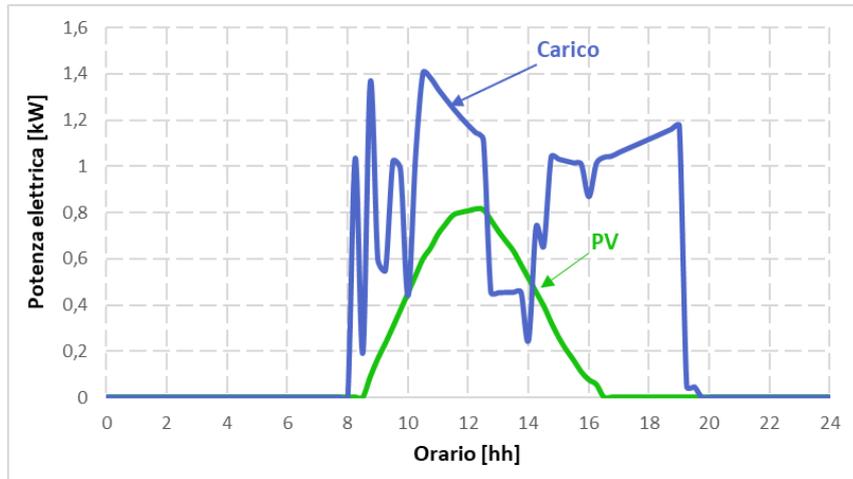
Di seguito si mostrano i profili di carico ottenuti per quattro giorni feriali a cielo sereno, uno per ogni stagione.

#### Profili invernali

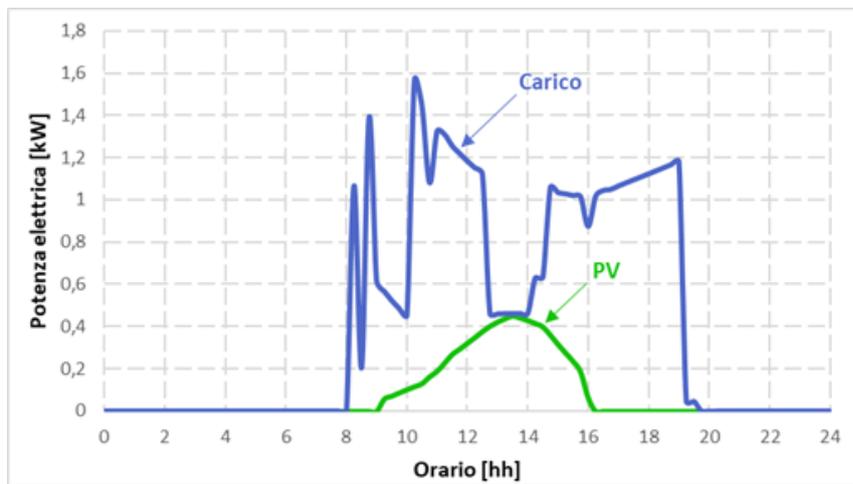
Per la stagione invernale, si è scelto di rappresentare graficamente i dati di carico ottenuti per l'11 Gennaio.

E' bene sottolineare che in tutti i grafici (sia quelli relativi al periodo invernale che gli altri) oltre al profilo di carico del locale è presente anche quello della potenza generata dal fotovoltaico, così da poter effettuare un confronto visivo diretto tra l'energia prodotta e quella consumata giornalmente.

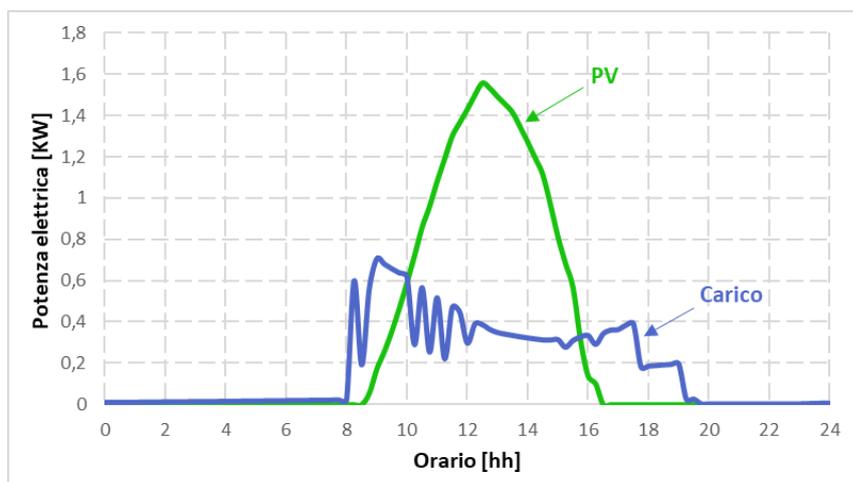
Osservando i grafici di figura 4.4 (a) e 4.4 (b) si può infatti immediatamente intuire come il bilancio energetico giornaliero delle due utenze in questione sia negativo:



(a): Sala Studio 1.



(b): Sala Studio 2.



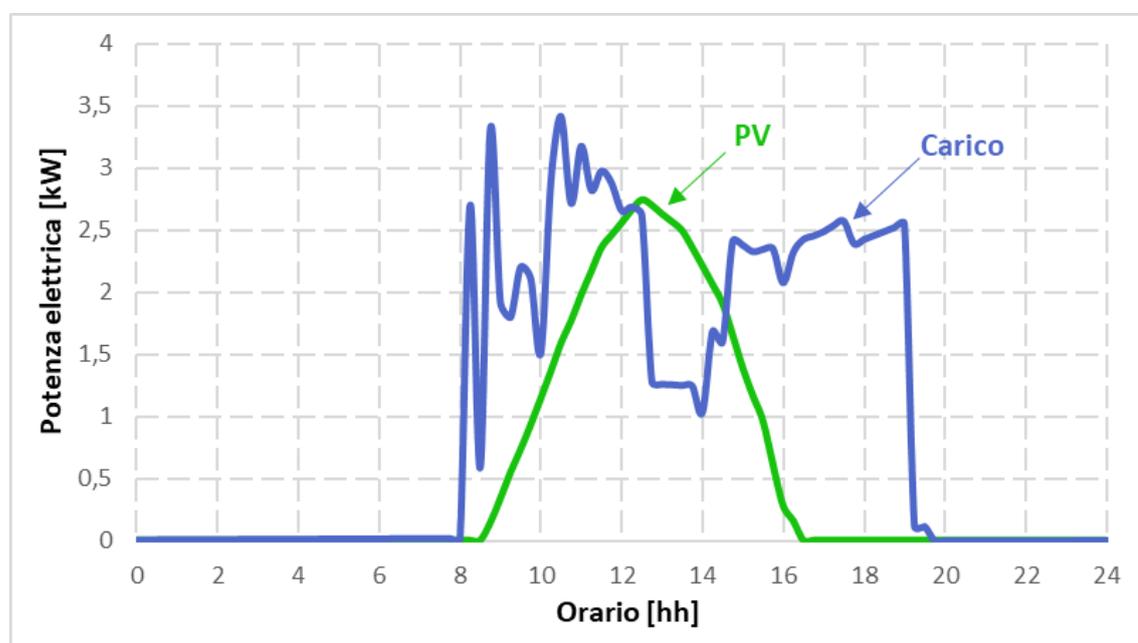
(c): Utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Figura 4.4: Profili di potenza dell'11 Gennaio per i singoli utenti.

per ciascuna di esse il sostentamento del carico comporta un assorbimento di energia elettrica nettamente superiore a quella generata per via fotovoltaica.

Analizzando i numeri, si è riscontrato che nell'arco della giornata dell'11 Gennaio la Sala Studio 1 assorbe circa tre volte quello che produce, mentre per l'altra Sala Studio il bilancio è ancora peggiore, visto che il rapporto tra energia consumata e prodotta ammonta addirittura a quasi cinque volte e mezza.

Al contrario, per l'utente costituito da Sala Controllo e Locale Tecnico (figura 4.4 (c)) il bilancio è senza alcun dubbio positivo, con l'energia prodotta che supera di una volta e mezza quella consumata.



**Figura 4.5:** Profili di potenza dell'11 Gennaio per l'intero edificio.

Guardando infine all'edificio nel suo complesso (figura 4.5) si può constatare un equilibrio tra le due voci del bilancio energetico sicuramente maggiore rispetto a quanto visto per le singole utenze (in particolare le prime due): pur persistendo una situazione di deficit, l'energia globalmente consumata dal carico ammonta "solamente" a due volte quella generata.

Fino ad ora si è rivolta l'attenzione soltanto all'analisi energetica dei grafici di figura 4.4 e 4.5, mentre adesso si provvederà a considerare anche le potenze coinvolte.

Nell'immagine 4.4 (a) ed ancor di più nella 4.4 (b) si può facilmente notare come il picco massimo di potenza assorbita dal carico sia ben più elevato di quello associato alla generazione.

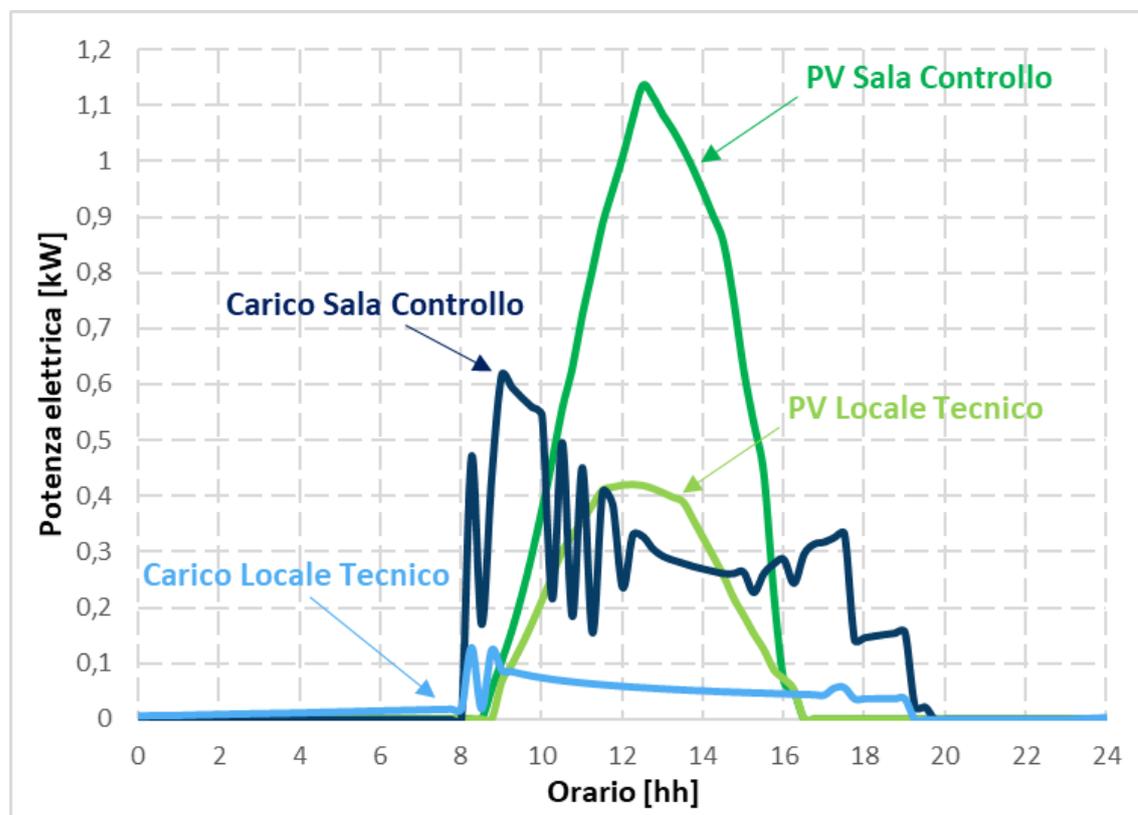
Per la figura 4.4 (c) valgono le stesse considerazioni seppur a parti invertite, visto che la massima potenza prodotta dal fotovoltaico supera il doppio del picco di carico.

Dal grafico riguardante l'intero edificio, si può invece dedurre come i massimi di potenza delle due grandezze siano tra loro paragonabili, sebbene anche in questo caso a prevalere sia il carico.

In merito invece alla forma dei medesimi profili di carico, non si possono non notare le somiglianze tra le varie figure, ad eccezione della 4.4 (c) che si discosta dalle altre. La ragione di tutto ciò risiede nel fattore di utilizzazione delle postazioni studio, il quale varia come noto in funzione dell'orario per le due sale studio e resta invece costante per l'altra utenza.

Osservando l'andamento del profilo di carico dell'intero edificio si può quindi dedurre come il fattore di utilizzazione per le postazioni delle due sale studio abbia un impatto non trascurabile sull'economia complessiva.

Soltanto a titolo informativo ed esclusivamente per il caso invernale, in figura 4.6 si riporta un grafico che mostra il dettaglio dei contributi apportati separatamente da Sala Controllo e Locale Tecnico ai profili di generazione e carico visti in figura 4.4 (c).



**Figura 4.6:** Contributi separati di Sala Controllo e Locale Tecnico ai profili dell'utenza da essi costituita.

Come si può osservare, tra i due locali è la Sala Controllo a pesare in maggior misura sia sul carico che sulla generazione complessiva dell'utenza:

- In termini di potenza di picco, il profilo di produzione della Sala Controllo raggiunge quasi i 1200  $W$  e quello di carico supera di poco i 600  $W$ , mentre per il Locale tecnico si raggiungono, rispettivamente, 400  $W$  e 100  $W$ ;
- Dal punto di vista energetico la Sala Controllo produce più del doppio del Locale Tecnico e consuma oltre quattro volte tanto.

Se i rapporti di forza tra i due locali restano sulla stessa falsa riga per tutta la durata dell'anno in quanto al consumo, altrettanto non vale invece per la generazione, visto che la distanza tra le due stringhe si attenua sia in termini di produzione energetica che di potenza di picco nella stagione calda.

### **Profili primaverili**

Come giornata-tipo di questa stagione si è scelta la data del 4 Aprile.

I profili di potenza determinati per questo giorno sono riportati nelle figure 4.7 e 4.8.

A differenza del caso invernale, ora si può notare come il bilancio energetico sia nettamente favorevole per tutti gli utenti e di conseguenza anche per l'edificio nella sua interezza.

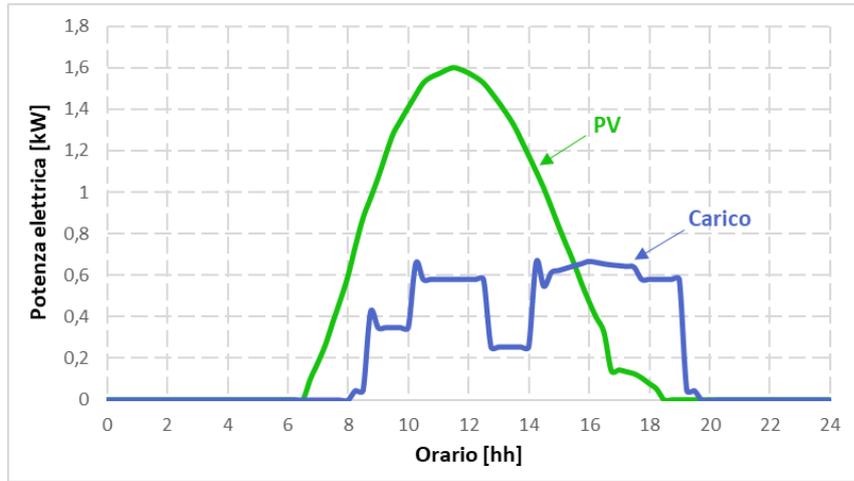
Più o meno simile è il rapporto tra l'energia prodotta e quella consumata per le prime due utenze, attestandosi all'incirca su un fattore 2 per la Sala Studio 1 e poco meno di 1,5 per la Sala Studio 2.

Sulla stessa falsa riga si può considerare anche il bilancio complessivo dello stabile, ove però l'energia prodotta vale quasi il triplo rispetto a quella assorbita dal carico.

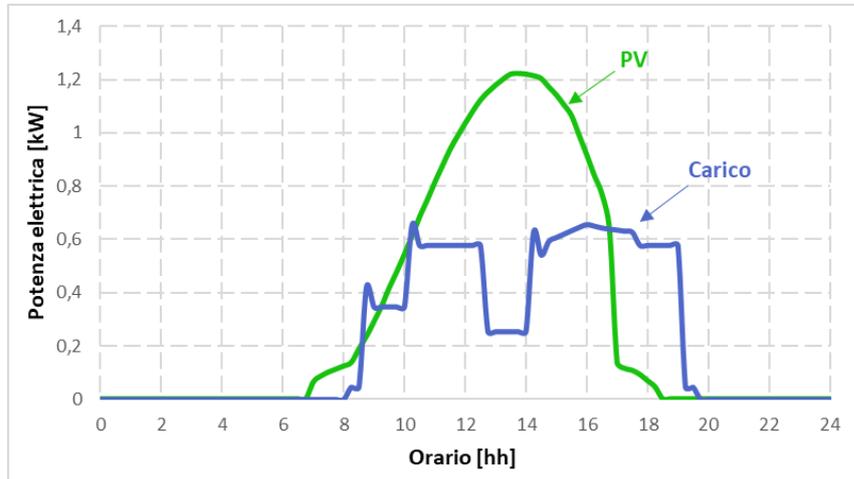
Molto diverso è invece il caso dell'utente costituito da Sala Controllo e Locale Tecnico: qui l'energia generata nell'arco della giornata arriva a superare quella consumata di quasi dieci volte.

Considerando la situazione non solo dal punto di vista energetico ma anche da quello delle potenze in gioco, si può facilmente asserire che i numeri non si discostano molto: confrontando infatti la potenza massima raggiunta da fotovoltaico e carico nelle quattro diverse situazioni presentate nelle figure 4.7 e 4.8 si ottengono numeri molto simili a quelli visti poco sopra.

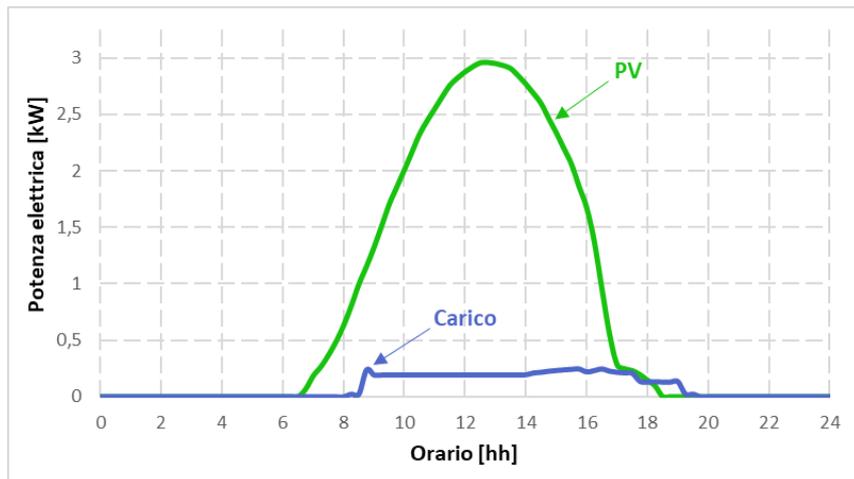
Occorre precisare che, rispetto al caso invernale, il carico dei tre utenti risulta essere significativamente più basso per via dell'assenza quasi totale del contributo della pompa di calore. Le temperature miti caratteristiche di questa stagione fanno infatti sì che non sia necessario né riscaldare né raffreddare i locali in modo continuativo



(a): Sala Studio 1.

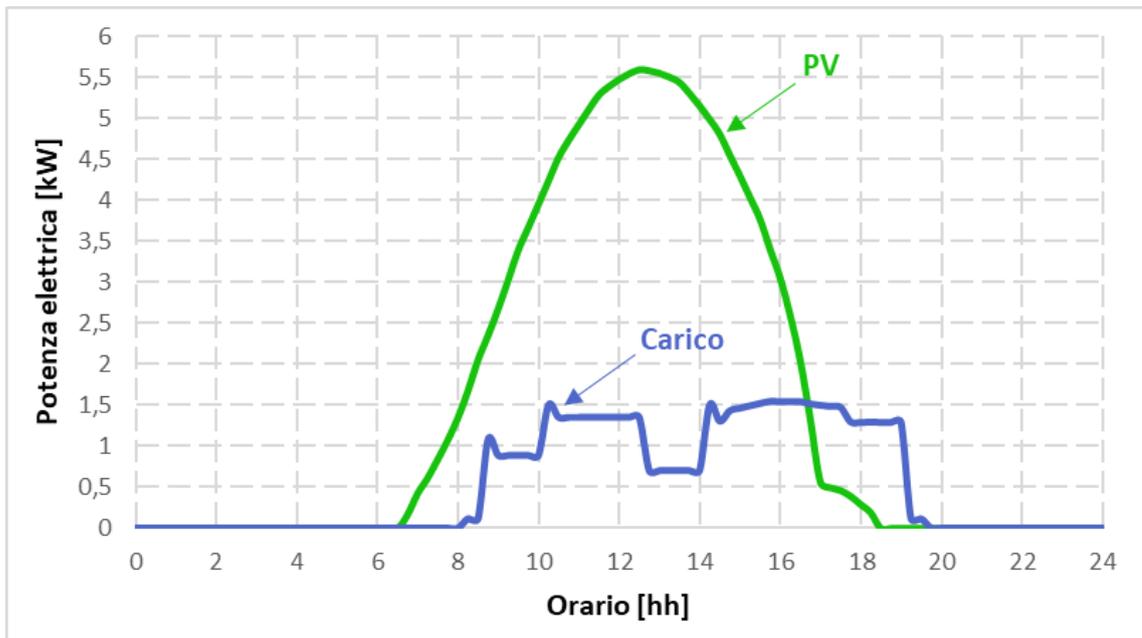


(b): Sala Studio 2.



(c): Utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Figura 4.7: Profili di potenza del 4 Aprile per i singoli utenti.



**Figura 4.8:** Profili di potenza del 4 Aprile per l'intero edificio.

come invece accade per la stagione invernale e, come si vedrà subito di seguito, per quella estiva.

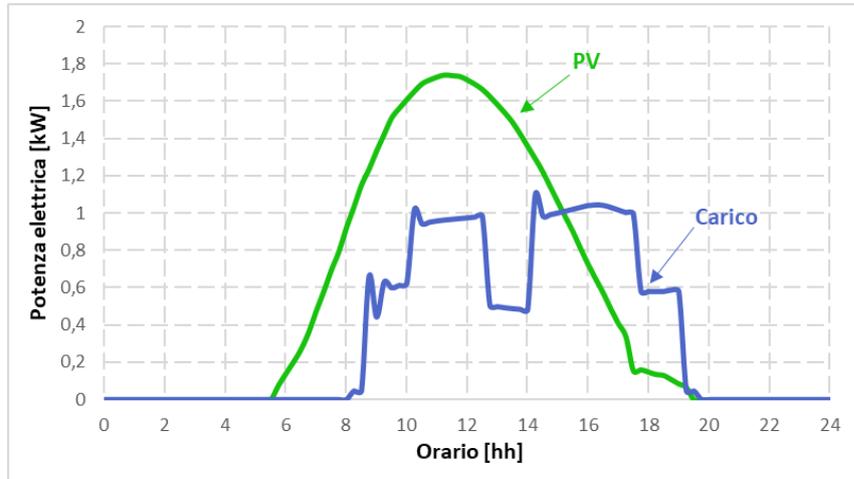
### Profili estivi

Per quanto riguarda la produzione fotovoltaica, nella stagione estiva si registra un ulteriore aumento, rispetto al periodo primaverile, sia per il picco massimo di potenza che per il quantitativo di energia prodotta giornalmente.

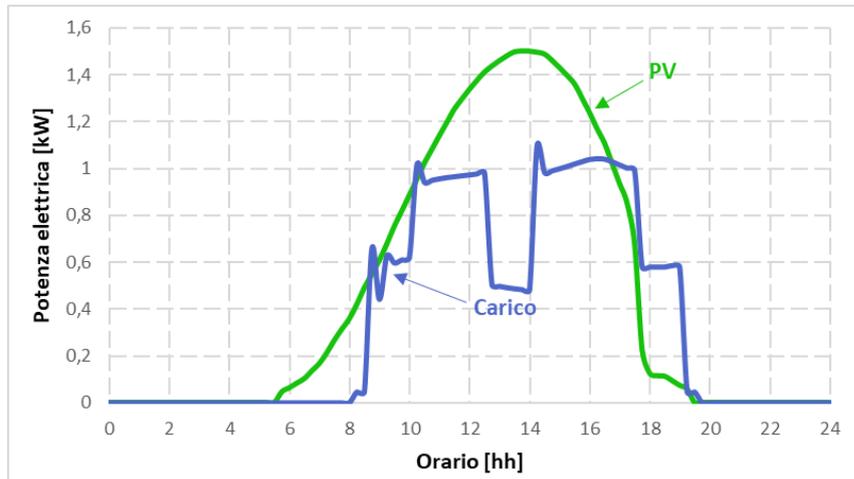
Valutando i numeri associati alle due giornate scelte per rappresentare queste due stagioni (il 4 Aprile per la Primavera ed il 9 Luglio per l'Estate), si può constatare che, se per i massimi di potenza generata dai singoli utenti la crescita è contenuta entro i  $200 \div 300 \text{ W}$ , nell'economia dell'intero edificio questo comporta comunque un incremento decisamente non trascurabile sul picco di potenza complessivamente prodotta, ammontante quasi a  $1000 \text{ W}$ .

Nonostante ciò, è osservando la situazione dal punto di vista energetico che si possono notare i miglioramenti più importanti: i locali le cui stringhe hanno una buona esposizione, ovvero Sala Controllo e Sala Studio 1, presentano un incremento della produzione tutto sommato contenuto (rispettivamente  $+11,6\%$  e  $+25,6\%$ ), mentre gli altri segnano un saldo notevolmente positivo ( $+48,3\%$  per la Sala Studio 2 e  $+46,7\%$  per il Locale Tecnico).

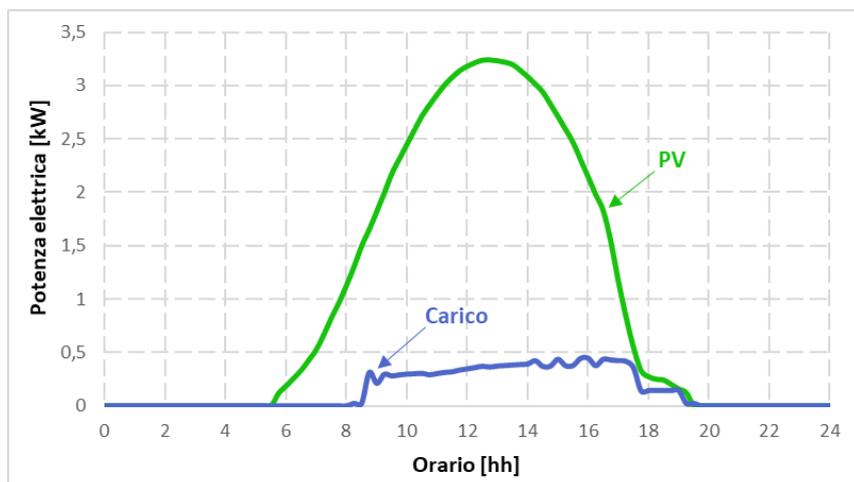
Per quanto concerne invece il carico, osservando le immagini di figura 4.9 e 4.10 risulta evidente come anche per esso si registri un netto incremento sia in termini di



(a): Sala Studio 1.

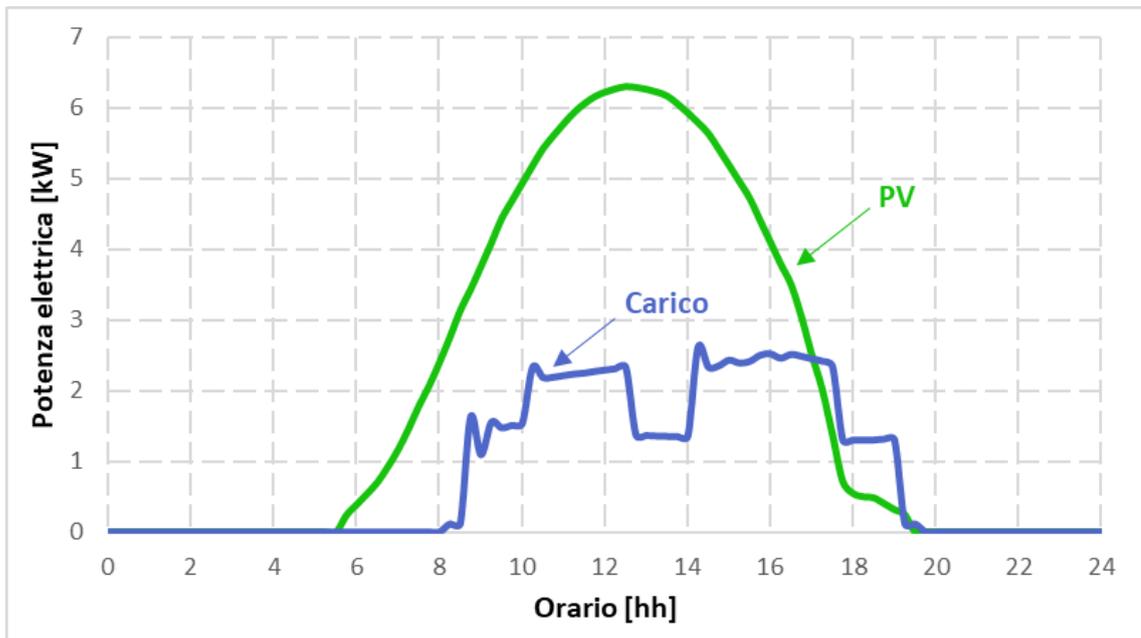


(b): Sala Studio 2.



(c): Utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Figura 4.9: Profili di potenza del 9 Luglio ottenuti per i singoli utenti.



**Figura 4.10:** Profili di potenza del 9 Luglio per l'intero edificio.

potenza che di energia rispetto al caso primaverile. L'aumentato consumo non può che essere imputato al funzionamento pressoché continuativo delle pompe di calore per il raffrescamento dei locali.

Rispetto al 4 Aprile si assiste quindi all'incremento sia della produzione che del carico.

Analizzando la situazione energetica dei tre utenti e dell'intero edificio sia a partire dai grafici che in termini numerici, si è sempre potuto riscontare tuttavia un saldo positivo nel bilancio tra generazione e carico. In termini di potenza massima, dai grafici si può palesemente intuire come la produzione risulti essere dominante sul carico.

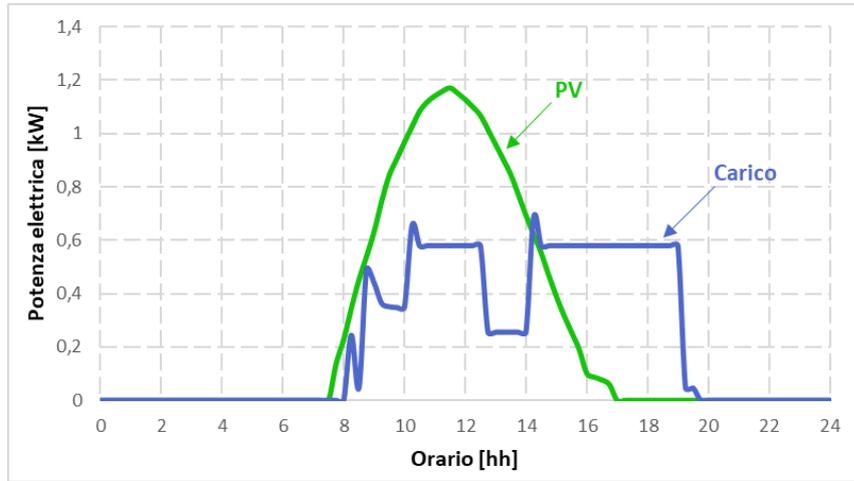
### Profili autunnali

Per la stagione autunnale non si ritiene di doversi dilungare molto sull'analisi dei profili di carico poiché i grafici delle figure 4.11 e 4.12 evidenziano le analogie con il caso primaverile.

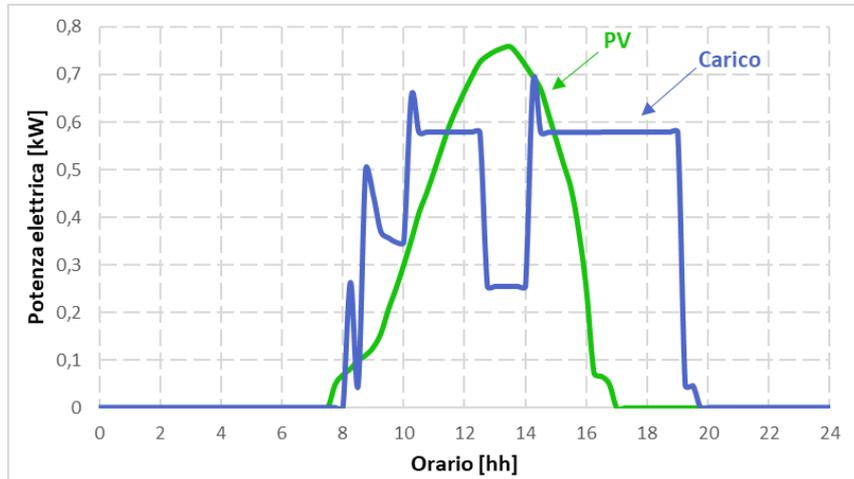
Dall'andamento delle curve di carico si deduce infatti come anche in questo caso non si possa parlare di funzionamento continuativo delle pompe di calore.

La produzione fotovoltaica merita invece una maggior attenzione.

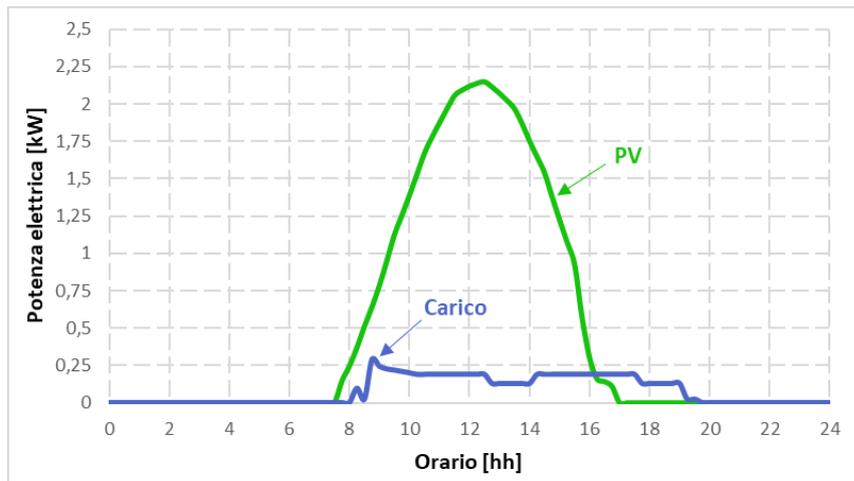
Osservando i grafici di figura 4.11, si può constatare come essa presenti un ribasso importante sia in termini di potenza che di energia non solo rispetto al caso estivo



(a): Sala Studio 1.

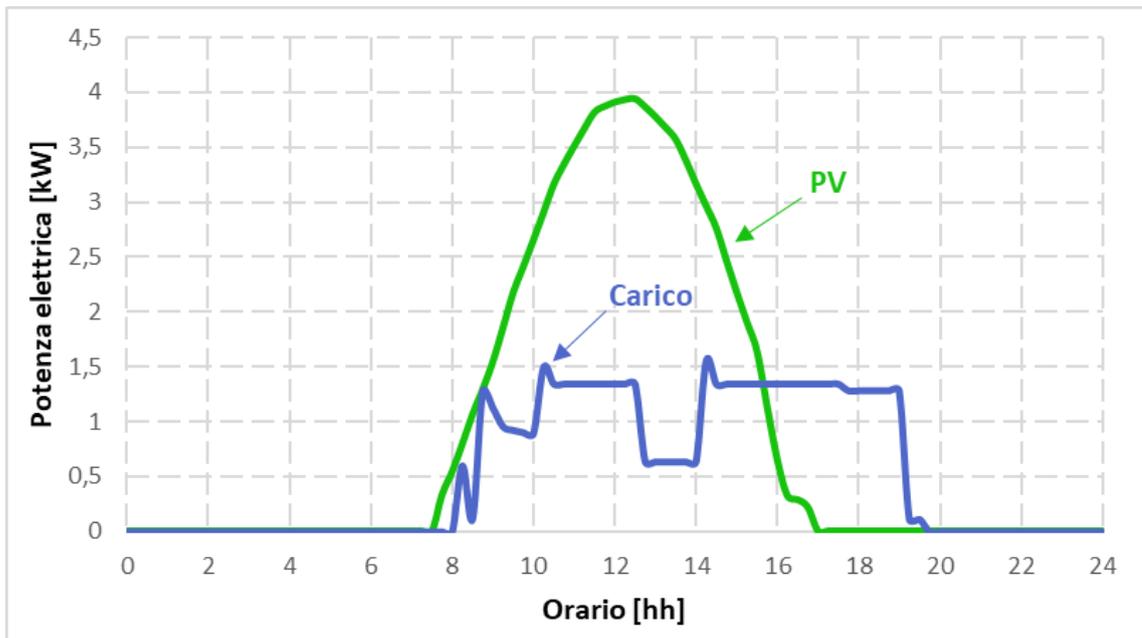


(b): Sala Studio 2.



(c): Utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Figura 4.11: Profili di potenza del 22 Ottobre ottenuti per le singole utenze.



**Figura 4.12:** Profili di potenza del 22 Ottobre per l'intero edificio.

ma anche nei confronti di quello primaverile.

Se messa a confronto con quella generata in una giornata estiva, l'energia prodotta in data 22 Ottobre presenta numeri impietosi: si va da un minimo di  $-40,1\%$  per la Sala Controllo ad un massimo di  $-65,4\%$  per la Sala Studio 2, numeri che fanno crollare la produzione dell'intera struttura del  $55,4\%$ . Anche facendo il paragone con i dati ricavati per il 4 Aprile, i numeri raggiunti nella giornata autunnale individuata come campione non si rivelano tanto più favorevoli, in quanto si registra un decremento della produzione che varia dal  $33,2\%$  della Sala Controllo al  $48,8\%$  del Locale Tecnico e che portano l'intero edificio a ridurre la propria produzione del  $41,7\%$ .

Anche dal punto di vista della potenza massima si registrano, rispetto al 9 Luglio, cali importanti per la generazione: mentre per il Locale Tecnico e la Sala Studio 2 si assiste quasi ad un dimezzamento, per gli altri due ambienti il ribasso, pur restando importante, è comunque più contenuto ( $-32,9\%$  per la Sala Studio 1 e  $-19,7\%$  per la Sala Controllo). Di conseguenza, per l'utenza composta si assiste ad una riduzione della potenza massima generata pari al  $33,6\%$  (più di  $1000\text{ W}$  in meno) e per l'intera struttura il calo si attesta invece al  $37,6\%$  (corrispondenti ad una perdita di quasi  $2400\text{ W}$ ).

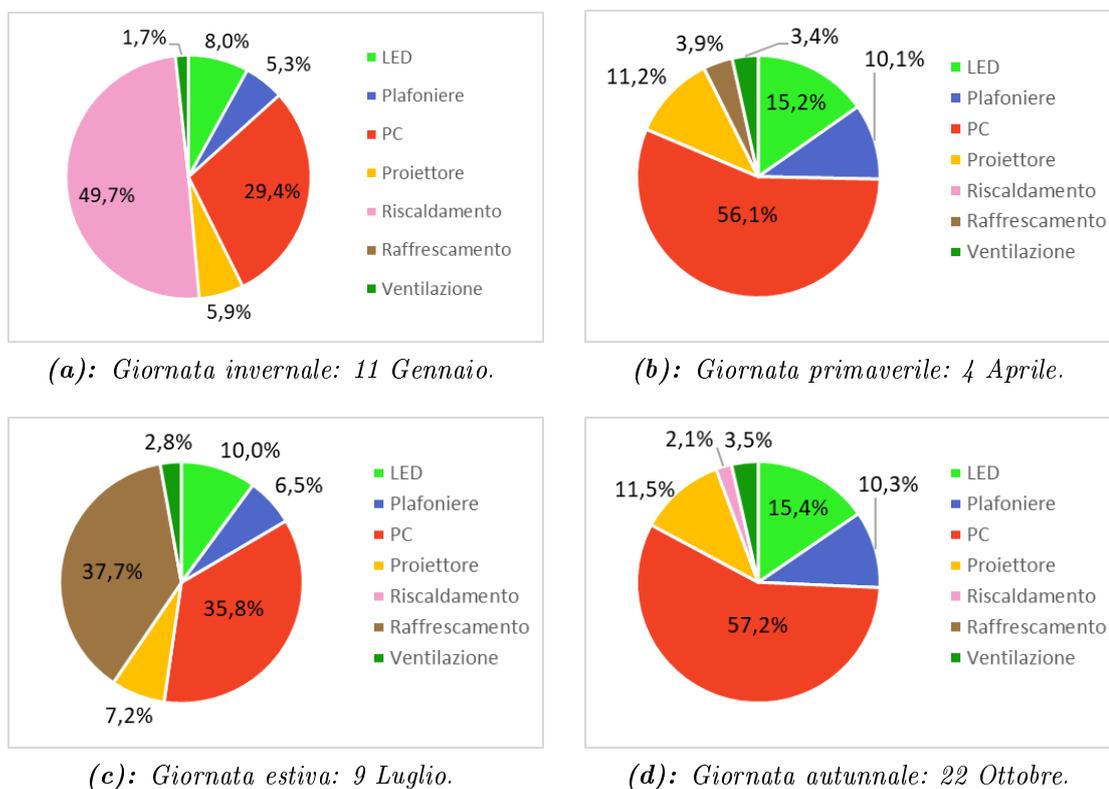
Per quanto riguarda il bilancio tra generazione e carico nel corso della giornata, si è potuto constatare come esso fosse deficitario soltanto per la Sala Studio 2 e positivo altrimenti, compreso il caso dell'edificio nella sua interezza.

## 4.4.2 Ripartizione del carico nelle 4 giornate-campione

Per le quattro date selezionate a titolo d'esempio per rappresentare la propria stagione di appartenenza, si è effettuata anche una valutazione su come fosse ripartita l'energia consumata giornalmente dal carico tra le varie classi di dispositivi.

Per non appesantire inutilmente la trattazione, si è optato per focalizzare l'attenzione principalmente sullo spaccato dell'energia consumata dall'intera struttura nelle quattro date individuate, mostrando invece i dati relativi ai singoli ambienti soltanto per una di esse (11 Gennaio).

In figura 4.13 si riportano i grafici relativi alla ripartizione del consumo giornaliero per le quattro date selezionate.



**Figura 4.13:** Ripartizione del consumo giornaliero dell'intera struttura nelle quattro giornate campione tra le diverse categorie di dispositivi utilizzatori.

Prima di analizzarli nel dettaglio, si tiene a precisare quale sia l'ammontare del consumo giornaliero per l'insieme delle tre utenze in ciascuna delle quattro date:

- 24,9 kWh per l'11 Gennaio;
- 13,1 kWh il 4 Aprile;

- 20,5 kWh il 9 Luglio;
- 12,8 kWh il 22 Ottobre.

Come già osservato a proposito dei profili di carico e come confermato anche da queste cifre, si evidenzia un'importante distanza fra il consumo estivo-invernale e quello primaverile-autunnale; tale solco è imputabile principalmente al tipo di funzionamento assunto dalle pompe di calore: continuativo all'interno dell'orario di apertura dello stabile nei periodi con temperature più "estreme", sporadico invece nelle stagioni miti.

Ciò trova conferma anche nei grafici di figura 4.13, dove si può osservare come nelle due giornate invernale ed estiva il consumo ad opera delle pompe di calore rappresenti una quota considerevole, se non preponderante, del totale, mentre invece quasi scompare negli altri due casi (relegato al 3,9% ed al 2,1% rispettivamente per il 4 Aprile ed il 22 Ottobre).

Facendo ancora riferimento agli stessi grafici, si può inoltre notare come un'altra porzione considerevole del carico giornaliero venga assorbita dai computer: se nel caso invernale-estivo il loro consumo è secondo solo a quello delle pompe di calore e si attesta sul 30 ÷ 35% del totale, in quello primaverile-autunnale esso diventa invece la quota maggioritaria con oltre il 55%.

Considerando insieme le quote del consumo giornaliero destinato a computer e pompe di calore, si arriva quindi a coprire circa il 75 ÷ 80% del totale nelle giornate estiva ed invernale, mentre con quelle delle stagioni di mezzo ci si ferma al 60%.

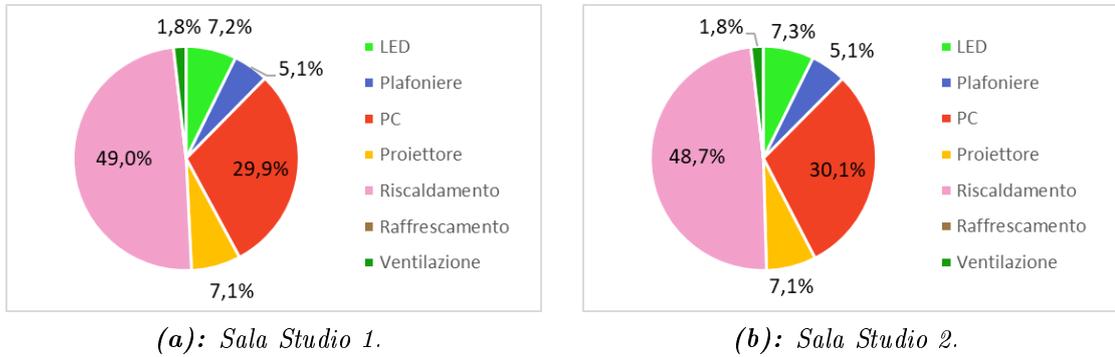
Come si può evincere ancora una volta dai grafici di figura 4.13, il resto del consumo viene suddiviso tra illuminazione, proiettori e sistema di ventilazione dei locali.

Nelle due giornate invernale ed estiva la quota destinata all'illuminazione oscilla fra il 13% del primo caso ed il 16% del secondo (ripartita in un rapporto di 60 : 40 tra i faretti LED e le plafoniere), quella per alimentare i proiettori si attesta invece rispettivamente al 6 ÷ 7% e quella per il sistema di ventilazione soltanto al 2 ÷ 3%.

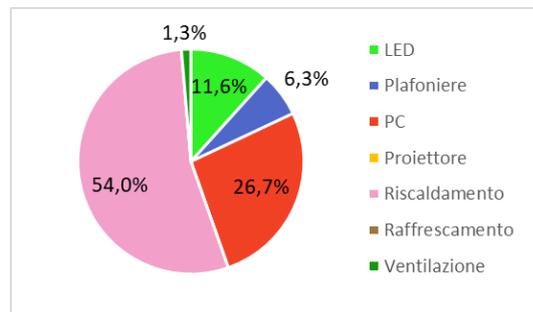
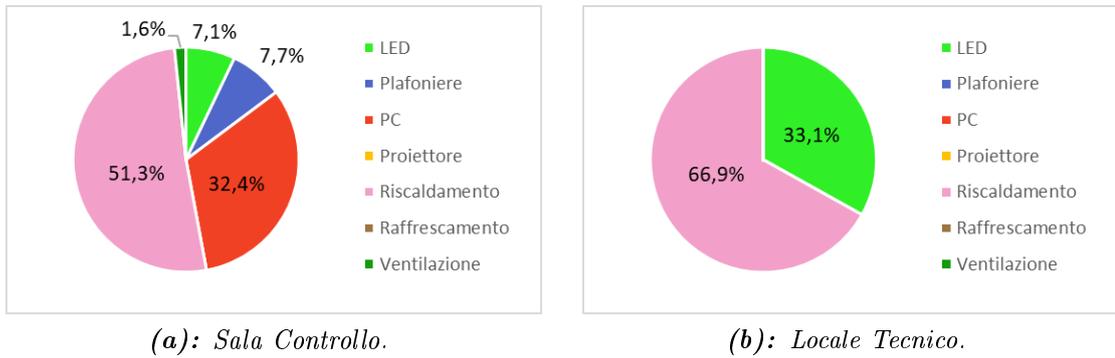
### **Dettaglio dei consumi dell'11 Gennaio**

Soltanto a titolo d'esempio, si riportano di seguito alcuni dati sulla ripartizione interna ai singoli locali del consumo complessivo dell'11 Gennaio.

Mentre i diagrammi di figura 4.14(a) e 4.14(b) ricalcano l'andamento del grafico relativo all'intera struttura (figura 4.13(a)), nel caso degli altri due locali si evidenziano differenze più o meno marcate.



**Figura 4.14:** Ripartizione del consumo giornaliero delle sale studio tra le diverse categorie di dispositivi utilizzatori.



**(c):** Utenza composta da Locale Tecnico e Sala Controllo.

**Figura 4.15:** Ripartizione del consumo giornaliero di Sala Controllo, Locale Tecnico e dell'utenza da essi costituita fra le diverse categorie di utilizzatori.

Per la Sala Controllo (figura 4.15(a)) si assiste all'assenza della voce relativa al consumo del proiettore, in quanto questo dispositivo non è presente all'interno del locale.

Per il Locale Tecnico (figura 4.15(b)) si è invece in presenza di un diagramma totalmente stravolto rispetto a quello degli altri locali: le uniche voci di carico sono infatti la pompa di calore e l'illuminazione LED.

Per avere un'idea della situazione relativa all'utenza composta dall'unione di Sala Controllo e Locale Tecnico, si guardi invece all'immagine di figura 4.15(c).

I consumi complessivi a cui si riferiscono i grafici di figura 4.14 e 4.15 sono, nell'ordine, i seguenti:

- 10,4 *kWh* per la Sala Studio 1;
- 10,3 *kWh* per la Sala Studio 2;
- 3,44 *kWh* per la Sala Controllo;
- 0,733 *kWh* per il Locale Tecnico;
- 4,18 *kWh* per l'utenza costituita dall'unione elettrica dei due precedenti locali.

### 4.4.3 Dati annuali di carico

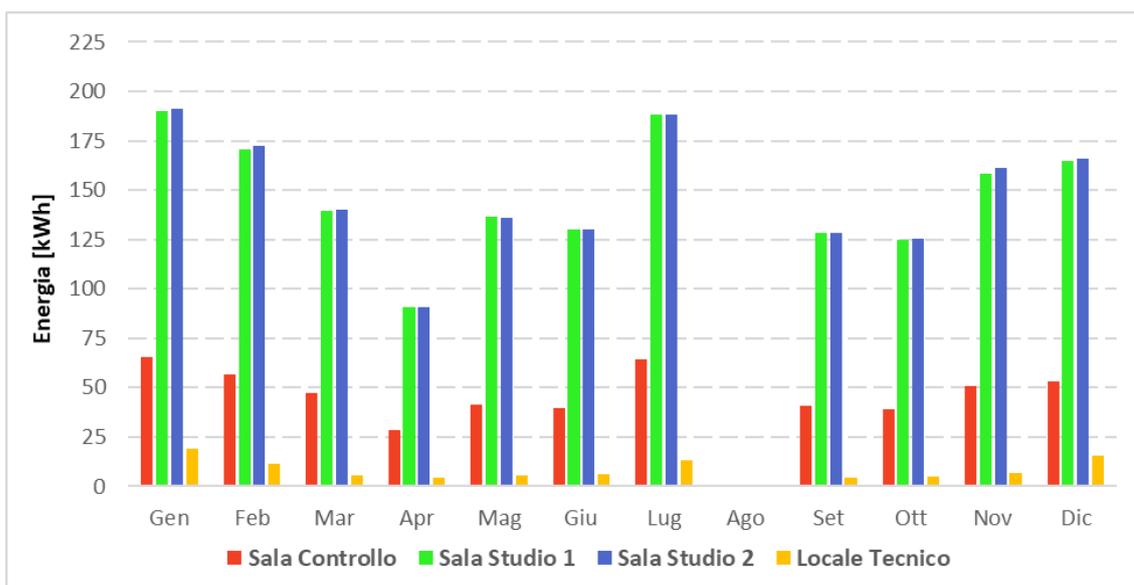
Per poter ritenere completa la panoramica sul carico, dopo aver analizzato i dati ottenuti su base giornaliera, resta ancora da osservarli su scala mensile ed annuale.

A tal proposito, si presentano i grafici di figura 4.16 e 4.17 che mostrano rispettivamente come varia il consumo mensile e quello medio giornaliero nei diversi mesi dell'anno.

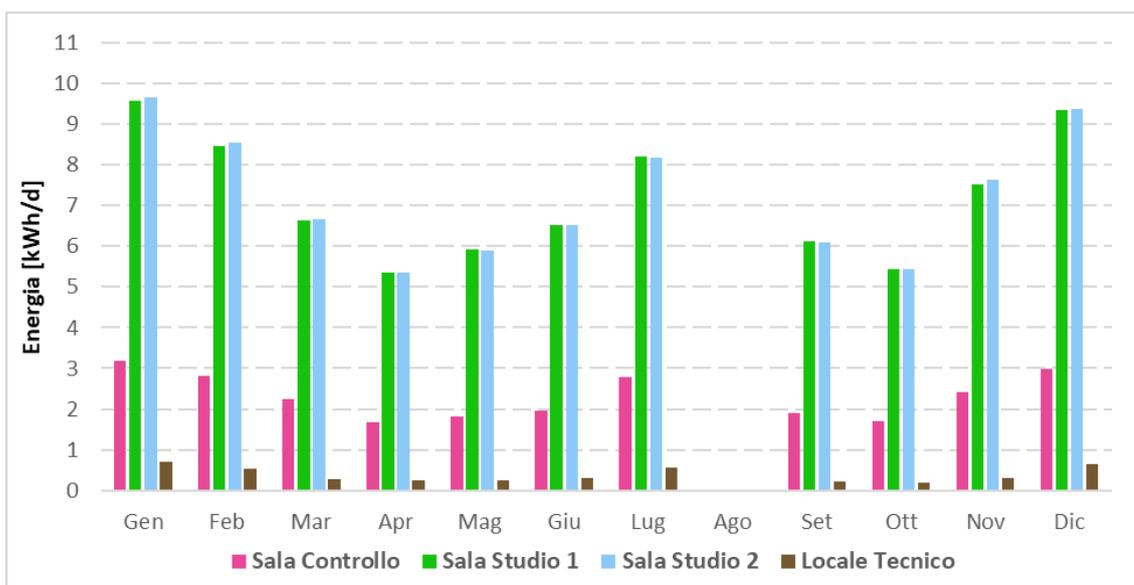
E' bene far notare come l'andamento di entrambi i diagrammi sia fortemente influenzato dalla quota di carico di natura termica, quest'ultima a sua volta funzione della temperatura esterna: il carico giornaliero medio risulta infatti più elevato nei mesi con temperature estreme (da Novembre a Febbraio e nel mese di Luglio) e più contenuto altrimenti.

Particolare è il caso del mese di Agosto che, coincidendo con il periodo di chiusura per le vacanze estive, è caratterizzato da un consumo nullo.

Occorre precisare che per ottenere i valori di carico del grafico di figura 4.17 si è deciso di prendere in considerazione solamente i giorni di apertura del fabbricato, escludendo quindi tutti i sabati e le domeniche nonché i periodi di vacanza individuati al punto 4.1. Inserire i giorni di chiusura nel computo avrebbe infatti alterato



**Figura 4.16:** Consumo complessivo dei singoli locali.

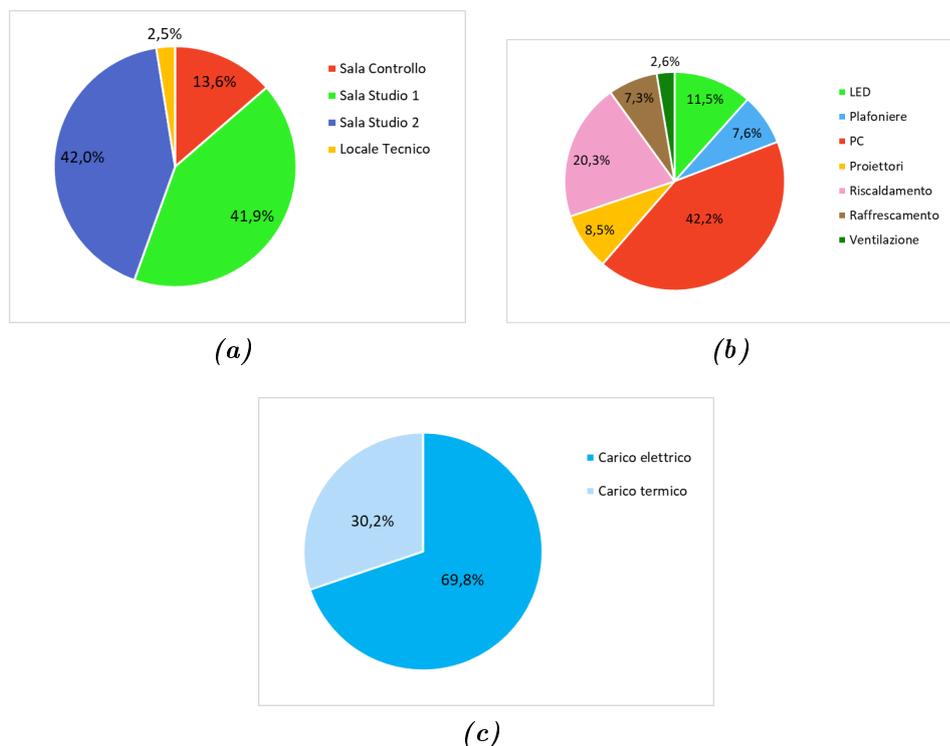


**Figura 4.17:** Consumo medio giornaliero dei locali calcolato sui soli giorni di apertura.

i risultati, poiché queste giornate sono contraddistinte da un carico nullo o quasi<sup>18</sup>.

Per aver chiaro come si articola il carico annuale complessivo della struttura fra i diversi locali, le differenti categorie di dispositivi e più in generale tra carico elettrico e termico, si guardi ai diagrammi di figura 4.18.

<sup>18</sup>Nei giorni di chiusura si suppone che tutte le apparecchiature elettroniche ed i dispositivi d'illuminazione siano sempre spenti. Le sole possibili fonti di assorbimento elettrico sono i carichi termici, il cui funzionamento dipende dalle temperature di set-point impostate. All'atto pratico, si è osservato che questo tipo di carico è presente soltanto in alcuni dei giorni di chiusura dei periodi con le temperature più estreme.



**Figura 4.18:** Ripartizioni del carico annuo complessivo (circa 3874 kWh) tra i diversi locali (a), le differenti categorie di utilizzatori (b) e tra quota elettrica e termica (c).

Osservando il primo grafico, si può constatare come le due sale studio siano responsabili della maggior parte del consumo annuo dello stabile, contribuendo insieme per quasi l'84% del totale, suddiviso in maniera pressoché equa tra le due. La parte restante è invece attribuibile alla terza utenza, nelle proporzioni del 15% per il Locale Tecnico ed 85% per la Sala Controllo.

Dal grafico 4.18(b) si evince invece come la categoria di dispositivi che richiede per la propria alimentazione il maggior quantitativo di energia su base annua siano i computer delle due sale studio e della Sala Controllo con addirittura il 42,2% del totale. Seguono le pompe di calore con il 27,6% (di cui il 73,6% impiegato per il riscaldamento e solo il 26,4% per il raffrescamento), l'illuminazione con il 19,1% (quota ripartita in un rapporto di 60 : 40 tra i fari LED e le plafoniere), i proiettori con l'8,5% ed infine la ventilazione con solo il 2,6%.

L'ultimo grafico presenta invece come si ripartisce il consumo annuale tra carico di natura elettrica e termica.

# Capitolo 5

## Ruolo dell'accumulo elettrochimico e della rete elettrica nel bilancio energetico del sistema

Dopo aver approfondito come si sia deciso di rappresentare analiticamente generatore fotovoltaico e carico elettrico, ora è la volta dei restanti due elementi del sistema, ovvero batterie e rete elettrica.

### 5.1 Il modello del sistema d'accumulo

Come già anticipato, tra le varie soluzioni disponibili per attuare l'accumulo dell'energia, nel progetto PVZEN si è scelto di affidarsi alla tecnologia delle batterie al litio. Tuttavia, all'interno della simulazione, si è deciso di inserire soltanto il modello matematico relativo ad una batteria generica, lasciando aperta la possibilità di scegliere fra la tecnologia al litio o al piombo direttamente tramite l'interfaccia grafica del programma di calcolo. Ovviamente tale accorgimento è stato messo in atto allo scopo di favorire un utilizzo più ampio dello stesso programma, oltre i confini del progetto PVZEN.

La definizione del modello matematico della batteria generica si è di fatto concretizzata nella considerazione dei due limiti che caratterizzano questo elemento, ovvero il limite sulla massima potenza da esso erogabile e quello sulla sua capacità energetica in kWh (sia minima che massima), sulla falsa riga di quanto fatto da D. Fontana nel suo lavoro di tesi [26].

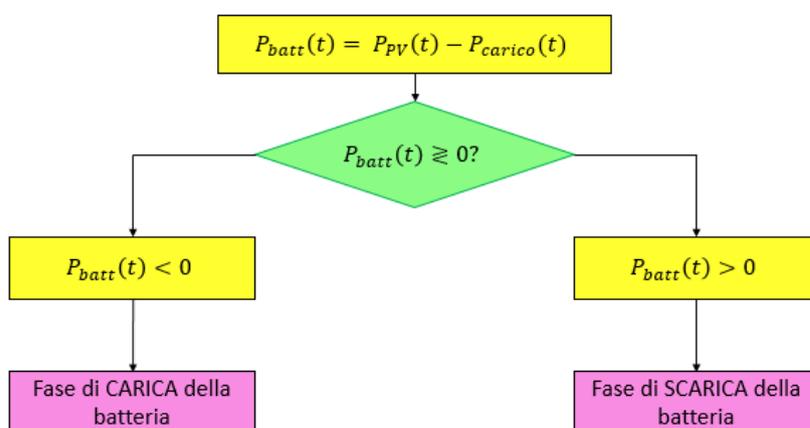
Se nel caso del primo dei due limiti appena menzionati pare evidente quale sia la grandezza su cui esso agisce, potrebbe non essere altrettanto scontato quale sia invece quella protagonista del secondo, ovvero l'energia contenuta nella batteria.

Ancora relativamente a questo limite, si può aggiungere come esso possa essere

indifferentemente applicato alla stessa variabile energia, espressa dunque in  $kWh$ , oppure allo *State Of Charge*, grandezza adimensionale già introdotta nel capitolo precedente.

Per garantire un'esposizione quanto più chiara e completa possibile, si è ritenuto vantaggioso associare anche delle rappresentazioni schematiche alla presentazione per iscritto del modello matematico della batteria adottato per lo studio simulativo del caso.

In figura 5.1 viene presentata sia l'equazione che definisce la potenza che fluisce attraverso la batteria ( $P_{batt}$ ) sia il criterio impiegato per determinare in quale stato fondamentale si trovi lo stesso componente.



**Figura 5.1:** Equazione fondamentale della batteria e condizione discriminante tra carica e scarica.

Come si può evincere dallo schema appena citato, il valore numerico della potenza entrante o uscente dal sistema di accumulo in un determinato istante di tempo  $t$  dipende dalla differenza tra il valore assunto, nel medesimo istante, dalla potenza assorbita dal carico locale e quello della potenza generata dal sistema fotovoltaico. In quanto alle convenzioni di segno, si è rimasti coerenti con quelle adottate nell'equazione (2.2), rappresentativa del modello completo del PVZEN: convenzione degli utilizzatori per il carico e quella dei generatori per gli altri elementi del sistema, batteria compresa.

Ancora grazie allo schema di figura 5.1, è facile comprendere come la funzione di condizione discriminante tra stato di carica e di scarica della batteria sia rivestita dal segno di  $P_{batt}$ : per via della convenzione di segno adottata, quando  $P_{batt}$  è negativa la batteria si sta caricando, mentre in caso contrario si sta scaricando.

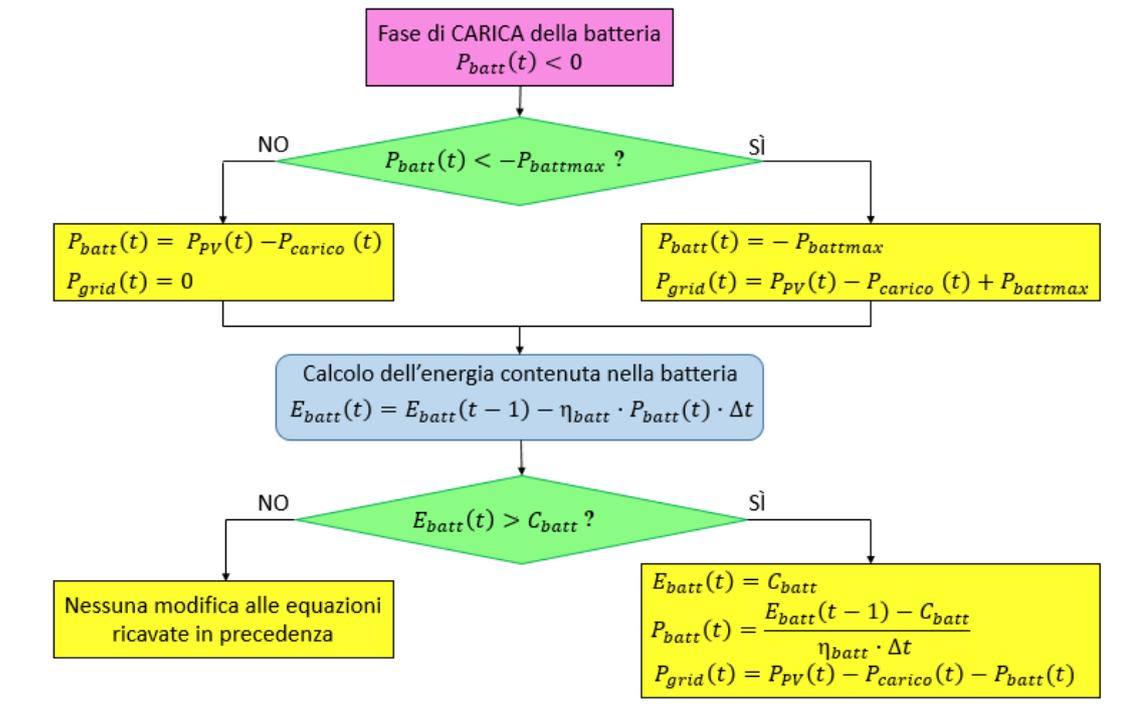
Siccome nella realtà è praticamente impossibile che si verifichi, in questa sede non si è nemmeno presa in considerazione la possibilità che  $P_{batt}$  sia identicamente zero, in

quanto ciò vorrebbe dire che la potenza generata e quella assorbita dal carico sono esattamente uguali.

Si procederà ora con un'analisi più dettagliata dei due stati fondamentali in cui può trovarsi la batteria e di come è stato messo in atto in ognuno di essi il rispetto dei limiti di potenza ed energia.

In figura 5.2 viene presentato come si comporta il modello della batteria adottato nel caso in cui la stessa sia in fase di carica, mentre in figura 5.3 si mostra il caso relativo alla fase di scarica.

In entrambi gli schemi, all'interno dei blocchi decisionali romboidali di colore verde si verifica il rispetto dei limiti del sistema di accumulo.



**Figura 5.2:** Flow chart relativo alla carica della batteria.

Partendo dal primo dei due schemi di interesse (figura 5.2), si può osservare come nel blocco romboidale iniziale venga verificato il limite di potenza massima che può fluire attraverso la batteria; qualora il limite venga rispettato, nello schema si evidenzia come non si vadano a modificare le equazioni del modello, mantenendo la stessa definizione vista in precedenza per  $P_{batt}$  e continuando ad avere una  $P_{grid}$  nulla.

Nel caso in cui si incorresse invece nella violazione del limite, lo schema chiarisce come si debba imporre un massimale di potenza pari allo stesso limite  $P_{battmax}$  per

la  $P_{batt}$ , mentre l'eccedenza di potenza sia da immettersi in rete, modificando di conseguenza non solo l'espressione di  $P_{batt}$ , ma anche quella di  $P_{grid}$ .

Prima di poter passare alla verifica del limite energetico del secondo blocco romboidale, dallo schema si comprende come sia innanzitutto indispensabile effettuare un calcolo preliminare dell'energia contenuta nel sistema d'accumulo, passo attuato all'interno del riquadro azzurro.

Qui si nota come l'energia all'istante  $t$  dipenda sia dalla potenza che entra nella batteria che dall'energia in essa contenuta all'istante  $t - 1$ . Si ritiene doveroso rivolgere una certa attenzione anche ai termini che moltiplicano  $P_{batt}$  all'interno dell'espressione citata:  $\Delta t$  e  $\eta_{batt}$ .

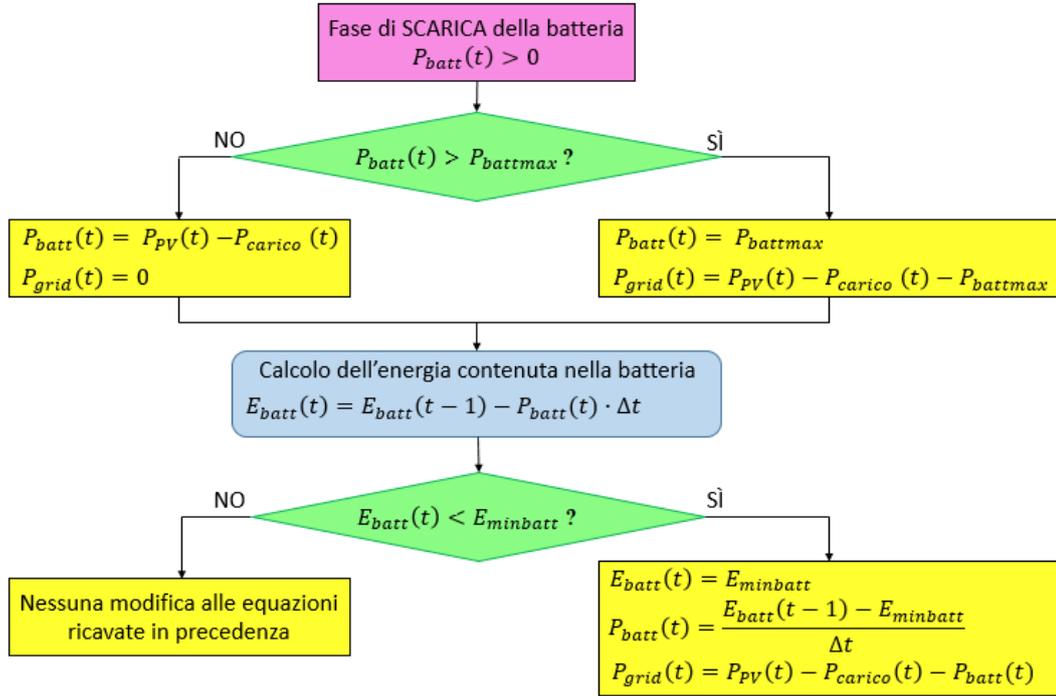
Il primo dei due rappresenta l'intervallo di tempo che intercorre tra due valori successivi di  $P_{batt}$  (detto anche intervallo di discretizzazione), mentre il secondo rappresenta il rendimento della batteria e nel caso di studio è pari al 96%. È bene precisare che quest'ultimo fattore va considerato soltanto in uno dei due stati dell'accumulo e che, nel nostro caso, si è scelto di considerarlo esclusivamente nella fase di carica, mentre in quella di scarica lo si è assunto pari a 1.

A questo punto, si può rivolgere l'attenzione alla verifica del secondo limite caratteristico dell'accumulo: il limite di energia. Come si può facilmente intuire, essendo la batteria in fase di carica, l'energia in essa contenuta va aumentando e pertanto occorre effettuare la verifica sul solo limite massimo (coincidente con la capacità), senza prendere in considerazione quello minimo.

Analogamente a quanto visto per il limite in potenza, nel caso in cui venga accertato che l'energia contenuta all'istante  $t$  nell'accumulo non superi la capacità massima, le equazioni del modello non vengono modificate. In caso contrario si incorre invece nella limitazione del valore assunto da  $E_{batt}(t)$ , imposto pari alla capacità  $C_{batt}$ ; dall'equazione del riquadro azzurro si calcola quindi il valore che viene assunto da  $P_{batt}$ , sostituendo  $C_{batt}$  ad  $E_{batt}(t)$ . L'espressione di  $P_{grid}$  non viene modificata nella forma, ma solo numericamente, in quanto al precedente valore di  $P_{batt}$  si sostituisce quello aggiornato in seguito all'imposizione del limite di energia massima.

Riguardo allo schema relativo alla fase di scarica della batteria, non si deve aggiungere molto rispetto a quanto già detto per quello sulla fase di carica. Come si può notare, la struttura generale dei due schemi è pressoché identica.

La differenza più rilevante tra di essi è rappresentata dal termine di paragone del limite energetico: essendo nella fase di scarica, infatti, l'energia contenuta nella batteria va diminuendo e pertanto non serve più verificare che  $E_{batt}(t)$  sia inferiore a  $C_{batt}$ , ma piuttosto ci si deve accertare che  $E_{batt}(t)$  non scenda al di sotto della soglia minima di energia residua  $E_{minbatt}$ . Riguardo a quest'ultimo termine, è opportuno sottolineare come esso sia funzione della tipologia di batteria.



**Figura 5.3:** Flow chart relativo alla scarica della batteria.

In realtà, la variabile che è strettamente connessa alla natura dell'accumulo è lo *SOC* minimo (come si è già visto), da cui poi si ricava  $E_{minbatt}$  applicando la (2.1).

Un'altra differenza da notare nello schema di figura 5.3 è la modifica del segno di alcuni termini rispetto a quanto visto in figura 5.2; ciò si deve alla convenzione di segno adottata per la batteria, la quale fa sì che  $P_{batt}$  passi da negativa nella fase di carica a positiva in quella di scarica.

Prima di passare oltre, si tiene inoltre a far notare come, all'istante in cui si lancia la simulazione,  $E_{batt}(t-1)$  non sia definito. Per ovviare a questo problema, per il primo istante di simulazione questa variabile è stata sostituita dallo *Stato di Carica Iniziale*, che nel caso in questione è sempre stato assunto pari al 50% della capacità totale della batteria.

## 5.2 La rete elettrica

Sebbene finora si sia considerato questo elemento come parte integrante del modello complessivo del PVZEN, è opportuno specificare come esso rappresenti in realtà, elettricamente parlando, l'ambiente esterno al sistema propriamente oggetto di studio e venga incluso nel modello complessivo soltanto in quest'ottica.

Infatti, a differenza di quanto visto per gli altri elementi, per la rete elettrica non si è ritenuto opportuno adottare un preciso modello matematico.

Occorre evidenziare ancora una volta come lo scopo del progetto PVZEN consista nel limitare al massimo gli scambi energetici tra la rete elettrica ed il sistema oggetto di studio, in favore piuttosto di quelli interni a quest'ultimo, visto l'obiettivo dichiarato di massimizzarne l'autosufficienza. Nota questa prospettiva, di certo è facile comprendere quanto marginale possa essere la decisione di tralasciare, nell'elaborazione del modello complessivo, eventuali limitazioni agli scambi energetici tra questo elemento ed il resto del sistema.

Per tutte queste ragioni, è chiara la scarsa rilevanza che assume, sotto diversi punti di vista, la rete elettrica all'interno del complesso PVZEN, specialmente se raffrontata a quella assunta dagli altri elementi sinora descritti.

In definitiva, si è assunto che la rete elettrica fosse capace di assorbire o di fornire un qualunque quantitativo di elettricità senza alcuna limitazione né in potenza né in energia. Di fatto essa, nel modello complessivo, non è altro che quell'elemento che consente di chiudere il bilancio di potenza tra gli altri componenti del sistema PVZEN, entrando in gioco soltanto qualora la differenza tra carico e generazione non possa essere sopperita dalle batterie.

È bene mettere in risalto proprio quest'ultima affermazione.

Sia nella fase di carica che in quella di scarica dell'accumulo si è infatti visto, nella sezione precedente, come l'intervento della rete fosse richiesto soltanto nel caso in cui la differenza tra generazione e carico non potesse essere completamente soddisfatta dalle batterie a causa della violazione del limite di potenza o di energia. Esclusivamente in certe condizioni si è pertanto ipotizzato che la rete fosse chiamata a coprire il *deficit* o ad assorbire il *surplus* originatosi tra generazione e carico.

In caso di *deficit*, l'intervento della rete poteva essere richiesto o perché la batteria non riusciva a fornire tutta la potenza che invece le veniva richiesta o perché l'energia al suo interno aveva raggiunto la soglia minima consentita. Al contrario, in caso di *surplus*, la partecipazione della rete si richiedeva o perché la batteria non riusciva ad assorbirlo *in toto* per via della limitazione sulla potenza o perché la carica al suo interno aveva raggiunto il valore massimo.

In base a quanto detto nella sezione relativa al modello della batteria e poi ribadito e approfondito appena sopra, si intuisce come possano distinguersi due situazioni plausibili in merito al comportamento della rete:

- in caso di violazione del limite in potenza dell'accumulo, la rete elettrica agirà in contemporanea con la batteria;

- nel caso invece di superamento del limite energetico dell'accumulo, lo stesso non sarà interessato da alcun flusso energetico e la rete si farà carico *in toto* del difetto o dell'eccesso di potenza.

In conclusione, la rete risulta essere marginale rispetto al cuore del sistema, ma contemporaneamente possiede anche un ruolo chiave, dato che interviene per ovviare alle limitazioni dell'accumulo, consentendo così di evitare la dissipazione di un eventuale *surplus* di potenza prodotto dal sistema oppure di sopperire ad un possibile *deficit* dello stesso.

Da quanto è stato sinora chiarito, è quindi palese come la rete elettrica sia subalterna al sistema di accumulo, intervenendo soltanto laddove quest'ultimo non possa farlo.

## Capitolo 6

# Il programma di simulazione realizzato in Matlab

La modellizzazione del sistema fisico appena discussa non era fine a se stessa, ma aveva lo scopo di rendere possibili lo studio simulativo del bilancio energetico del sistema.

Per il processo di elaborazione dei dati ottenuti dall'analisi termoenergetica [21], si è concordato di impiegare il software Matlab.

Sebbene alcune equazioni e formule adottate per trasformare i componenti reali in modelli matematici abbiano richiesto un successivo adeguamento al linguaggio di questo ambiente per poter dare vita ad uno *script* funzionante, tuttavia non si ritiene fondamentale soffermarvisi particolarmente in questa sede.

Di seguito si provvederà piuttosto ad analizzare il funzionamento dell'interfaccia grafica realizzata tramite il *tool* di Matlab chiamato GUI, ovvero *Graphic User Interface*; tale oggetto ha l'obiettivo di rendere più immediate la comprensione e l'utilizzo del codice Matlab su cui esso stesso si basa per poter funzionare.

In figura 6.1 si riporta la schermata iniziale che appare quando si esegue la GUI.

Il funzionamento dei singoli blocchi numerati contenuti nell'immagine verrà analizzato, nell'ordine, nelle pagine seguenti.

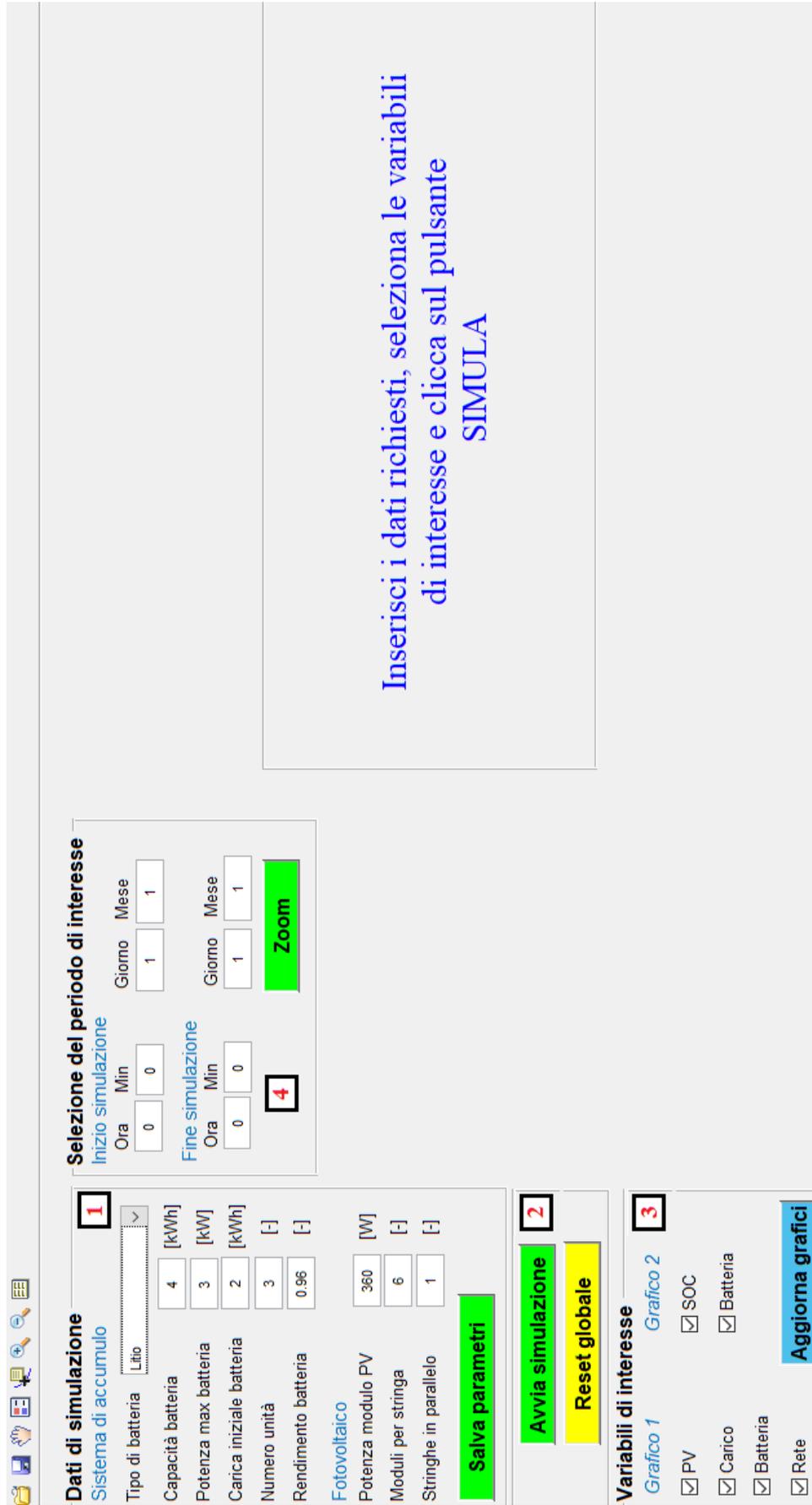


Figura 6.1: Schermata iniziale della GUI.

## 6.1 Dati di simulazione

Al primo avvio della GUI, all'interno dei box modificabili di quest'area si possono trovare dei valori di default che vengono estratti da un file di testo e caricati ciascuno nel proprio spazio riservato grazie ad una serie di istruzioni presenti nello script Matlab ed eseguite all'atto stesso dell'avvio della GUI.

I singoli box sono modificabili direttamente da tastiera da parte dell'utente. Qualora lo stesso desiderasse apportare delle variazioni ai valori visualizzati, per far sì che le modifiche attuate diventino effettive egli deve successivamente cliccare sul pulsante *Salva parametri*. Grazie a quest'azione il file di testo da cui erano stati presi i valori mostrati inizialmente verrà così aggiornato con i nuovi dati e saranno proprio questi ultimi ad essere impiegati all'interno del processo simulativo.

Qualora si desiderasse conservare i dati di default, si dovrebbe salvare una copia del file di testo originale prima di attuare qualunque modifica all'interno della GUI, visto che con questa si andrebbe a sovrascrivere direttamente il file sorgente.

## 6.2 I pulsanti principali

In questa sezione della schermata si possono riconoscere due pulsanti: *Avvia simulazione* e *Reset globale*.

Il primo dei due si deve azionare soltanto dopo aver controllato (ed eventualmente modificato) i parametri editabili contenuti nel box *Dati di simulazione*. Cliccandolo si avvia infatti lo script che costituisce il corpo principale della simulazione e che svolge le seguenti funzioni:

- importa i profili di carico e di generazione fotovoltaica e li moltiplica per un fattore di conversione per trasformarli da W a kWh;
- calcola i contributi energetici che devono essere apportati ad ogni step temporale dagli altri elementi del sistema, ovvero batterie e rete, tenendo in considerazione tutte le limitazioni di cui si è già ampiamente discusso;
- calcola alcune variabili di interesse sull'intero periodo di simulazione, quali l'energia globalmente scambiata dalle singole unità del sistema, l'autoconsumo e l'autosufficienza;
- rappresenta graficamente le variabili di interesse;

- esporta in un apposito file Excel i profili delle singole unità (sia quelli importati che calcolati) e tutte le variabili calcolate sull'intero periodo di simulazione.

Una volta conclusa l'esecuzione di tutte le istruzioni associate al pulsante in questione, nella schermata compariranno tre nuovi elementi: il box *Risultati di simulazione* e due grafici (vedi figura 6.2).

Il secondo pulsante, come suggerisce il nome, avvia invece un reset di tutte le variabili associate alla GUI e reinizializza tutto come se il programma venisse chiuso e poi avviato nuovamente.

### 6.3 Variabili di interesse

Tramite questo box è possibile selezionare quali grandezze si desiderano visualizzare nei due grafici.

Per il primo grafico (quello in alto) si può scegliere tra quattro variabili, ovvero i profili di potenza associati, nell'ordine, alla generazione fotovoltaica, al carico, alle batterie ed infine alla rete.

Per il secondo grafico, quello in basso, la scelta si limita invece soltanto a due variabili, che nell'ordine sono lo stato di carica SOC ed il profilo di potenza della batteria.

Affinché una qualunque delle grandezze fin qui menzionate venga rappresentata graficamente è sufficiente che la casella corrispondente, situata all'immediata sinistra del nome stesso della variabile, presenti un tick.

Di default, tutte le selezioni risultano attive.

Per far sì che la selezione delle grandezze da visualizzare diventi operativa occorre effettuarla *prima* di cliccare sui pulsanti *Avvia simulazione* o *Zoom*.

### 6.4 Selezione del periodo di interesse

Questa parte della GUI è stata ideata allo scopo di zoomare su un determinato intervallo di tempo e visualizzare come si evolvono al suo interno sia le variabili rappresentate nei grafici che i risultati numerici di simulazione.

È bene precisare come questa sezione sia da utilizzarsi solo ed esclusivamente dopo aver lanciato la simulazione con *Avvia Simulazione* ed averne visualizzato a schermo i risultati; il pulsante *Zoom* non avvia infatti una nuova simulazione, ma soltanto un re-plot dei grafici ed un ricalcolo dei risultati di simulazione sulla base dei dati

già a disposizione e derivanti dalla precedente simulazione.

Per poter usare questo strumento è sufficiente inserire da tastiera, negli spazi dedicati, i confini della finestra temporale di interesse e cliccare successivamente sul pulsante *Zoom*: in questo modo entrambi i grafici ed il box *Risultati di simulazione* vengono resettati per poter così ospitare, rispettivamente, i nuovi andamenti ed i nuovi dati relativi al periodo selezionato.

Una volta che saranno apparse le nuove variabili nelle apposite sezioni della GUI sarà possibile eseguire altre istruzioni.

## 6.5 Risultati di simulazione

Come si può evincere confrontando le figure 6.1 e 6.2, il box in questione compare soltanto una volta terminata l'esecuzione della simulazione.

Al suo interno viene presentato un riepilogo del bilancio energetico del sistema sull'intero periodo di simulazione (per il caso studio corrispondente ad un anno) se si è azionato soltanto il pulsante *Avvia simulazione*, oppure su un determinato intervallo temporale di estensione minore qualora invece si sia premuto anche il tasto *Zoom*. Da notare inoltre la presenza in questo box di due grandezze molto significative dal punto di vista energetico: l'autosufficienza e l'autoconsumo. Esse sono definite rispettivamente dalle due equazioni seguenti:

$$\text{Autosufficienza} = \frac{E_{lgc}}{E_{tot\ load}} \quad (6.1)$$

$$\text{Autoconsumo} = \frac{E_{lgc}}{E_{prod\ tot}} \quad (6.2)$$

Le due espressioni introducono un'altra grandezza che fino a questo momento non si era ancora definita, ovvero l'energia *localmente generata ed immediatamente consumata*, indicata nelle formule appena viste con  $E_{lgc}$ <sup>19</sup>. Questa grandezza può essere definita in modo equivalente attraverso l'una o l'altra delle seguenti due espressioni:

$$E_{lgc} = E_{tot\ load} - E_{grid\ imp} \quad (6.3)$$

$$E_{lgc} = E_{prod\ tot} - E_{grid\ exp} \quad (6.4)$$

Il modo migliore per dimostrare l'equivalenza tra la (6.3) e la (6.4) è certamente il metodo grafico, il più immediato ed efficace. Per applicarlo, è sufficiente prendere le due definizioni di  $E_{lgc}$  sopra ed applicarle nel grafico di figura 6.3.

Chiarito cosa si intenda per  $E_{lgc}$  e come essa sia definita, si può quindi cercare di delineare in modo sommario anche il significato di *autosufficienza* ed *autoconsumo*.

---

<sup>19</sup>Il pedice "lgc" deriva dalla definizione inglese e sta per "locally generated and immediately consumed".

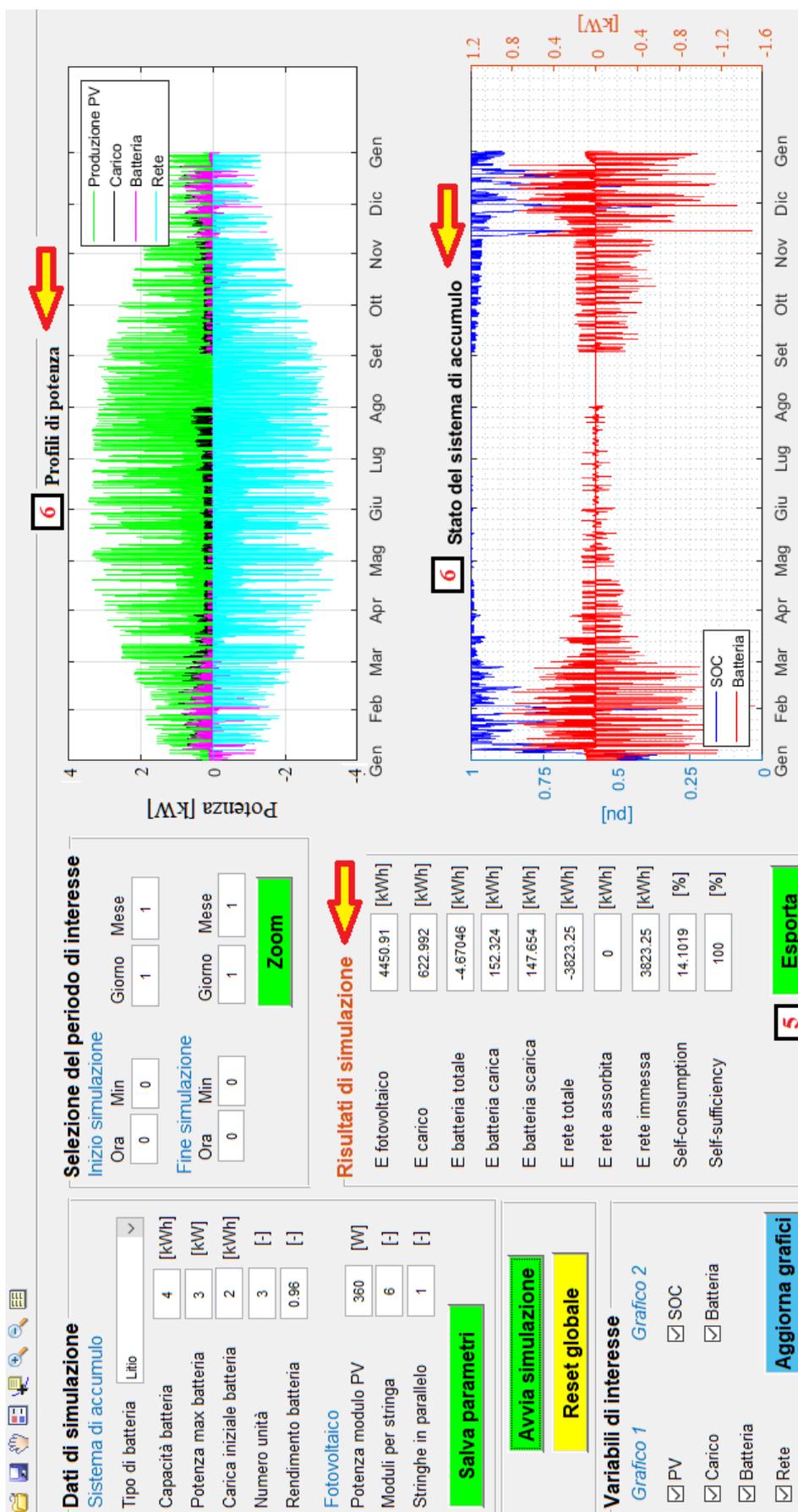


Figura 6.2: Schermata finale della GUI a simulazione conclusa.

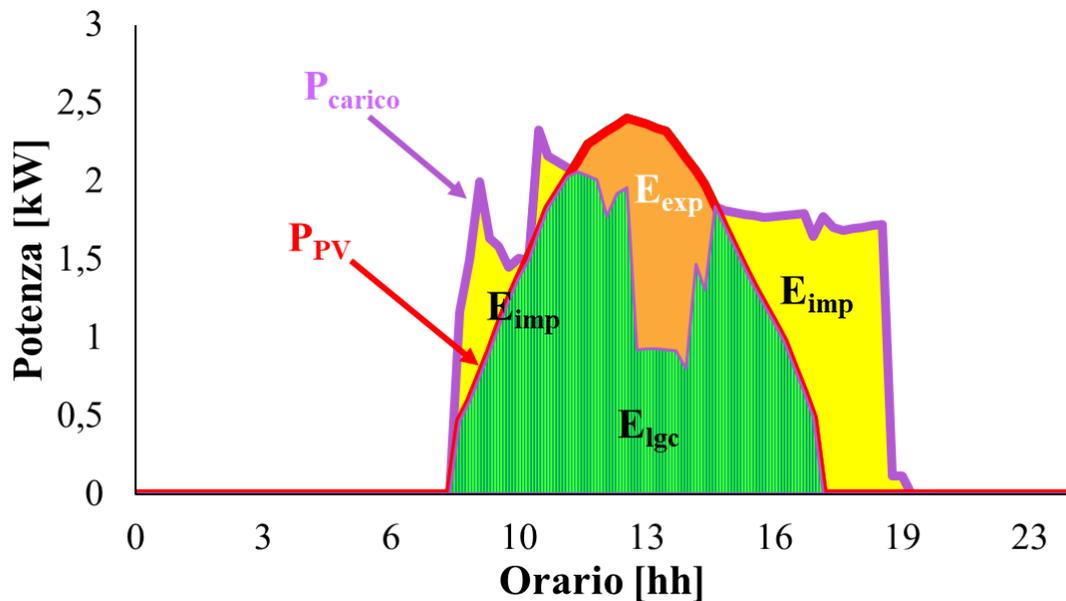


Figura 6.3: Definizione grafica di  $E_{lgc}$ .

L'autosufficienza si può descrivere come quel parametro che quantifica quale sia la quota del consumo del carico locale che viene sopperita dal sistema stesso, senza ricorrere alla rete esterna.

In quanto invece all'autoconsumo, lo si può definire come parametro in grado di quantificare quale frazione dell'energia generata da un sistema venga poi effettivamente da esso utilizzata *in loco*.

## 6.6 I grafici

Anche questa sezione della schermata GUI, così come il box *Risultati di simulazione*, appare soltanto a seguito della conclusione del processo simulativo.

Il grafico in alto presenta i profili di potenza delle unità fondamentali del sistema: generazione fotovoltaica, carico, batterie e rete elettrica.

Quello in basso è invece completamente dedicato alle batterie, riproponendone il profilo di potenza già visto nel grafico precedente, affiancato però questa volta dall'evoluzione dello stato di carica (SOC) nel tempo.

Per quanto riguarda la grandezza sull'asse delle ascisse, essa coincide sia nel primo che nel secondo grafico con il tempo.

Tuttavia, è bene precisare che la base tempi su cui vengono valutate e confrontate le

grandezze di interesse può variare in entrambi i grafici a seconda dei pulsanti della GUI che si sono azionati:

- nell'eventualità in cui si sia premuto soltanto su *Avvia Simulazione* la base tempi dei due grafici sarà pari all'intero periodo di simulazione, che nel caso di studio del progetto PVZEN coincide precisamente con un anno;
- qualora invece si fosse azionato, oltre al tasto sopra citato, anche il pulsante *Zoom*, la base tempi dei grafici avrà la stessa estensione della finestra temporale che si è inserita in *Selezione del periodo di interesse*;
- la pressione di uno qualsiasi degli altri pulsanti non determina alcuna variazione della base tempi adottata nei due grafici, fatta eccezione per il tasto di *Reset globale* che provvede ad azzerarla e a nascondere entrambi i grafici ed il box con i risultati.

## Capitolo 7

# Scelta dei cavi lato DC in base ai criteri della portata e della caduta di tensione

Si Premette che questo capitolo esula parzialmente rispetto all'argomento principale della tesi.

La sezione in oggetto non è infatti dedicata all'approfondimento di un qualunque aspetto dello studio di simulazione finora trattato, ma essa si concentra piuttosto su una fase in particolare del processo di progettazione che con la simulazione ha poco da spartire.

Resta comunque il fatto che gli aspetti analizzati di seguito si calano perfettamente nel contesto del progetto PVZEN e sono di matrice prettamente elettrica.

Più precisamente, in questo capitolo si provvederà ad approfondire e motivare le decisioni prese in merito ai cavi ed alle protezioni da impiegarsi per la sezione in DC dell'impianto.

Occorre aver ben chiaro come la porzione di impianto presa in esame sia soltanto quella compresa tra il generatore fotovoltaico e l'inverter, mentre non si farà riferimento alla connessione tra il convertitore e le batterie in quanto, avendo scelto una soluzione integrata, la sua ottimizzazione sarà a carico dello stesso costruttore.

Tra le quattro stringhe di moduli presenti sul tetto dell'edificio, il caso critico è rappresentato da quella disposta al di sopra della Sala Controllo e rivolta a Sud-Ovest (con tilt  $30^\circ$  e azimuth  $206^\circ$ ), poiché più distante dal locale in cui sono dislocati gli inverter, ovvero il Locale Tecnico.

Per la determinazione della sezione del cavo e dei dispositivi di protezione si è osservata la consueta procedura di *dimensionamento a portata* di una conduttura, così articolata [27]:

1. Valutazione della corrente d'impiego  $I_b$ ;
2. Scelta della corrente nominale  $I_n$  della protezione da disporsi a monte della conduttura;
3. Selezione della portata della conduttura e conseguente determinazione della sua sezione interna;
4. Verifica della caduta di tensione percentuale ammessa lungo la conduttura ed eventuale aumento della sezione.

## 7.1 La corrente d'impiego $I_b$

É bene chiarire innanzitutto come con l'espressione "corrente di impiego"  $I_b$  si voglia individuare quel valore di corrente corrispondente "alla più grande potenza trasportata dal circuito in servizio ordinario, tenendo conto dei fattori di utilizzazione e di contemporaneità" [28].

Nel caso in questione la determinazione di questo valore non ha richiesto lo svolgimento di calcoli particolarmente complessi poiché è stato sufficiente prendere il valore della corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  dal datasheet dei pannelli fotovoltaici e maggiorarlo del 25% (come prescritto dalle normative vigenti in materia e mostrato nell'equazione di seguito) [8] [29].

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc} \tag{7.1}$$

$$\implies I_b = 1,25 \cdot 6,48 = 8,1 [A]$$

Questa maggiorazione serve esclusivamente per tenere conto dell'eventualità che l'irraggiamento superiori il valore standard di  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ .

Una volta individuata la corrente di impiego, si è quindi rivolta l'attenzione a cavi e protezioni.

## 7.2 La corrente nominale $I_n$ del dispositivo di protezione

Occorre precisare che nella sezione d'impianto in analisi la corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  e quella di massima potenza  $I_{MPP}$  risultano paragonabili valendo rispettivamente  $6,48 \text{ A}$  e  $6,09 \text{ A}$  e pertanto, essendo per di più i generatori fotovoltaici della nostra applicazione costituiti da un massimo di due stringhe in parallelo, la condizione di cortocircuito può assimilarsi ad un semplice sovraccarico. Per questo motivo, per il

dimensionamento si è deciso di considerare soltanto le condizioni di protezione da sovraccarico.

La necessità di proteggere questa sezione del circuito dal solo sovraccarico e non dal cortocircuito fa venire meno il vantaggio di impiegare un interruttore automatico classico in luogo di un interruttore di manovra-sezionatore (IMS). La prossimità dei valori di  $I_{MPP}$  e  $I_{sc}$  rende infatti inutile la presenza della parte magnetica che caratterizza il primo consentendogli di interrompere una corrente di guasto. Un dispositivo come l'IMS non può svolgere questa funzione ma può ritenersi comunque adeguato per sostituire un interruttore automatico nel caso in cui l'inverter debba gestire fino ad un massimo di cinque stringhe in parallelo [2]. Si tiene a precisare che il funzionamento di un IMS è analogo a quello di un sezionatore sotto carico, essendo entrambi in grado di interrompere la corrente nominale del circuito e svolgere le funzioni del sezionatore<sup>20</sup>, ma mentre il primo è specifico per l'impiego in bassa tensione, il secondo lo è per quello in media tensione [30] [31] [32].

Le ragioni appena esplicate hanno quindi indotto a preferire l'impiego di un IMS. Per la scelta della corrente nominale del dispositivo di protezione si è fatto riferimento all'espressione:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (7.2)$$

Per ora ridotta semplicemente a:

$$I_b \leq I_n \quad (7.3)$$

Sulla seconda disequaglianza della (7.2) si indugerà poco più avanti (paragrafo 7.3).

Per il momento, ciò che si tiene ad evidenziare è che la definizione di  $I_b$  ha conseguentemente condotto a determinare anche la corrente nominale  $I_n$  dell'IMS: il valore che si è selezionato per questa grandezza è pari a 10 A.

Occorre chiarire che si è scelto proprio questo valore perché, oltre a rispettare la (7.3), esso era anche il più basso tra quelli normalizzati e questo ha un impatto economico non trascurabile sul dimensionamento dello stesso dispositivo di protezione.

---

<sup>20</sup>Il sezionatore è un dispositivo capace di assicurare, anche visivamente, il sezionamento del circuito a valle. L'apertura e la chiusura del sezionatore devono avvenire "a vuoto", ossia con correnti di intensità trascurabile.

Quando il dispositivo è "chiuso" deve comunque essere in grado di portare la corrente nominale dichiarata dal costruttore[30] [31] [32].

## 7.3 La portata della conduttura $I_z$

Determinate  $I_b$  e  $I_n$ , si è dunque passati alla valutazione di  $I_z$ , ovvero la portata della conduttura. Questa grandezza è definita dall'espressione:

$$I_z = I_o \cdot k_1 \cdot k_2 \quad (7.4)$$

Dove:

- $I_o$  rappresenta la portata base riferita ad una temperatura ambiente standard di  $30^\circ C$  e ad un solo conduttore posato nello stesso tubo; il suo valore è normalizzato nelle tabelle della norma CEI 64-8 [32] in funzione del numero di conduttori attivi da cui la conduttura è composta, dell'isolamento che li avvolge e ovviamente della sezione attiva dei singoli conduttori.
- $k_1$  è un fattore correttivo per temperature ambiente diverse da quella standard ed in particolare assume valori inferiori a 1 per temperature ambiente minori di quella standard e valori maggiori di 1 in caso contrario.
- $k_2$  è un fattore correttivo che tiene conto di condizioni di posa differenti da quella standard e dell'eventuale presenza di più circuiti installati in strato o in fascio; i valori di questo termine sono definiti nelle tabelle relative alla norma CEI-UNEL 35024/1 [33].

Noto tutto ciò, si può ora comprendere come il termine  $I_z$  venga a rappresentare più specificamente la portata della conduttura nelle condizioni di temperatura e di posa che caratterizzano il caso studio.

Una volta individuata la sezione utile della conduttura e stabilite tutte quelle condizioni che influiscono sul valore finale di  $I_z$ , si deve verificare che quest'ultima rispetti la seconda disequaglianza della (7.2), ovvero:

$$I_n \leq I_z \quad (7.5)$$

### 7.3.1 Definizione di $I_z$ nel caso studio

Per la situazione che si sta esaminando, si è deciso di non fissare fin dall'inizio una sola sezione utile per la conduttura, ma di valutarne parallelamente tre differenti, ossia  $2,5 \text{ mm}^2$ ,  $4 \text{ mm}^2$  e  $6 \text{ mm}^2$ . In questo modo si è potuto effettuare un raffronto diretto tra di esse, rimandando la scelta definitiva ad un momento successivo. Per ragioni economiche, la sezione che si è poi stabilito di adottare è la più piccola in grado di rispettare tutti i vincoli.

Siccome nel caso studio i cavi dovevano essere disposti all'esterno dell'edificio e nel periodo estivo l'elevata temperatura ambiente associata all'esposizione diretta ai

raggi solari avrebbero potuto provocare un eccessivo aumento della temperatura interna del cavo con annesso possibile danneggiamento dell'isolante, si è optato per l'impiego di cavi ideati appositamente per applicazioni solari (modello NPE SUN H1Z2Z2-K).

Sempre in ottica cautelativa, si è quindi ipotizzato che l'ambiente esterno al cavo si trovasse a  $60^{\circ}C$ , corrispondente ad una temperatura interna del conduttore  $T_{cond}$  pari a  $120^{\circ}C$ . Nel datasheet del cavo solare questa situazione viene considerata come standard di riferimento ( $k_1 = 1$ ).

Dallo stesso documento, si sono quindi presi i valori di  $I_o$  per le tre sezioni utili selezionate, nonché il valore del coefficiente  $k_1$ , assunto pari a 1.

Per il parametro  $k_2$ , ci si è invece riferiti, come già anticipato, alle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 [33]. Siccome nel nostro caso si è ipotizzato di avere il cavo unipolare di andata (dal generatore all'inverter) e quello di ritorno (viceversa) raggruppati nello stesso fascio, si è quindi assunto il valore di  $k_2$  corrispondente alla presenza di due circuiti disposti nello stesso fascio o strato, ossia 0,8.

Riepilogando, si ha quindi:

$$k_1 = 1 \quad (7.6)$$

$$k_2 = 0,8 \quad (7.7)$$

Osservando i valori di  $I_z$  calcolati con queste ipotesi (tabella 7.1) si può constatare come tutte le sezioni prese in esame rispettino il vincolo imposto dalla (7.5), in quanto tutti i valori di  $I_z$  trovati sono superiori al limite di  $10 A$  imposto dalla corrente nominale  $I_n$  dell'IMS.

**Tabella 7.1:** Portata standard  $I_o$  da datasheet e portata  $I_z$  calcolata per le tre sezioni in esame nel caso di cavi in contatto su parete.

Sezione [mm <sup>2</sup> ]	$I_o$ [A]	$I_z$ [A]
2,5	33	26,4
4	44	35,2
6	57	45,6

Prima di poter scegliere in via definitiva una determinata sezione, resta tuttavia ancora da verificare un ultimo vincolo, quello più restrittivo.

## 7.4 Vincolo sulla caduta di tensione nel caso studio

La caduta di tensione percentuale lungo una conduttura è così definita [27] [29]:

$$c.d.t.\% = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 = \frac{2R_l I_{MPP}}{U_{mpp}} \cdot 100 \quad (7.8)$$

In questa espressione, i termini  $U_{mpp}$  e  $I_{MPP}$  stanno ad indicare rispettivamente tensione e corrente di massima potenza del generatore fotovoltaico.

Il termine  $2R_l$  rappresenta invece la resistenza complessiva della condotta in DC.

E' bene precisare che, per convenzione, negli impianti fotovoltaici si suole limitare la caduta di tensione all'1-2% (in luogo del 4% tipicamente adottato negli impianti utilizzatori) principalmente allo scopo di contenere le perdite per effetto Joule, particolarmente intense sui cavi in DC [8].

Nel nostro caso si è deciso di valutare la caduta di tensione in due situazioni:

- In condizioni standard (STC), ovvero con una temperatura di cella del valore di  $25^\circ C$ , irradianza  $G_{STC}$  pari a  $1000 W/m^2$  e temperatura del conduttore supposta di  $35^\circ C$ ;
- In condizioni limite, ipotizzando di avere  $G = 1100 W/m^2$ ,  $T_a = 60^\circ C$ ,  $T_{moduli} = 75^\circ C$ ,  $T_{cond} = 120^\circ C$ .

Le temperature limite cui si è supposto che i moduli fossero sottoposti rispettivamente nella stagione invernale ed in quella estiva sono  $-10^\circ C$  e  $75^\circ C$ , considerando anche la loro integrazione nella struttura.

Fatte queste dovute precisazioni, si può ora dedicare maggior spazio all'approfondimento dei singoli termini visti nell'espressione (7.8) e di altre procedure da eseguirsi a monte della verifica sulla caduta di tensione.

#### 7.4.1 Grandezze elettriche di interesse del modulo e della stringa fotovoltaica

Siccome per poter calcolare il valore della resistenza complessiva dei cavi era necessaria la valutazione preliminare di alcune grandezze elettriche di interesse associate al modulo fotovoltaico ed alla stringa, allora si è deciso di trattare in primo luogo proprio queste ultime.

Le grandezze elettriche di interesse sono state valutate per le tre temperature di cella individuate nel paragrafo precedente, ossia  $-10^\circ C$ ,  $25^\circ C$  e  $75^\circ C$ , ed i valori da esse assunti sono riportati in tabella 7.2.

Nella stessa tabella, si sono impiegate le lettere minuscole per definire le tensioni relative al singolo modulo ( $u_{mpp}$ ,  $u_{oc}$ ), mentre si è fatto uso delle maiuscole per quelle di stringa ( $U_{mpp}$ ,  $U_{oc}$ ).

Se da un lato si è già chiarito il significato dei pedici *mpp* e *sc*, stanti rispettivamente per *maximum power point* e *short-circuit*, dall'altro fino ad ora non si era ancora

**Tabella 7.2:** Grandezze elettriche del singolo modulo fotovoltaico e dell'intera stringa per ognuna delle tre temperature di cella ipotizzate.

$T_{\text{cella}} [^{\circ}\text{C}]$	$I_{\text{MPP}} [\text{A}]$	$I_{\text{sc}} [\text{A}]$	$u_{\text{mpp}} [\text{V}]$	$u_{\text{oc}} [\text{V}]$	$U_{\text{mpp}} [\text{V}]$	$U_{\text{oc}} [\text{V}]$
-10	6,02	6,40	65	75,4	390	452
25	6,09	6,48	59,1	69,5	355	417
75	7,67	8,16	50,7	61,1	304	367

incontrato il pedice *oc*, il quale si utilizza invece per indicare delle grandezze riferite alla condizione di circuito aperto (*open circuit*).

In merito alla tabella 7.2 occorre ancora precisare che, al contrario della tensione, per la corrente non c'è alcuna differenza tra il valore associato al singolo modulo o alla stringa, visto che quest'ultima si realizza connettendo in serie più pannelli.

La connessione in serie di diversi dispositivi infatti fa sì che per la corrente elettrica che li attraversa esista un unico percorso possibile e di conseguenza essa risulti la stessa sia agli estremi della connessione serie che ai morsetti dei singoli dispositivi. La tensione prelevabile agli estremi della serie risulta essere invece la somma algebrica di quelle misurabili ai morsetti dei singoli componenti.

Se da un lato può risultare ovvia l'imprescindibilità dei termini di massima potenza per il calcolo della caduta di tensione, dall'altro potrebbero non essere altrettanto evidenti le ragioni per cui si è deciso di calcolare anche la tensione di stringa a circuito aperto e la corrente di cortocircuito.

I valori massimi e minimi di  $U_{oc}$  ed  $I_{sc}$  non vengono infatti coinvolti nel calcolo della caduta di tensione, ma devono comunque essere calcolati per verificare che non vengano violati i limiti tecnici dell'inverter per tensione e corrente DC in ingresso; nella verifica viene coinvolta anche la tensione di massima potenza della stringa.

Nel nostro caso, per attestare la compatibilità fra l'inverter e la stringa fotovoltaica si è proceduto nel modo seguente:

1. Si è controllato che la  $U_{oc}$  massima di stringa, ovvero quella misurabile alla temperatura minima di  $-10^{\circ}\text{C}$  e pari a  $452\text{ V}$ , fosse inferiore alla massima tensione DC che l'inverter può tollerare in ingresso ( $575\text{ V}$  da datasheet).
2. Ci si è accertati che sia il valore minimo (a  $75^{\circ}\text{C}$ ) sia quello massimo (a  $-10^{\circ}\text{C}$ ) della tensione di massima potenza della stringa, rispettivamente pari a  $304\text{ V}$  e  $390\text{ V}$ , rispettassero il range di funzionamento dell'MPPT, che dalla scheda tecnica del convertitore risulta essere  $160 \div 480\text{ V}$ .
3. Si è verificato che la massima  $I_{sc}$  di stringa, ovvero quella a  $75^{\circ}\text{C}$  e del valore di  $8,16\text{ A}$ , non superasse il limite sulla corrente di cortocircuito per il singolo ingresso MPPT dell'inverter, fissato a  $15\text{ A}$ .

Con ciò si può ritenere conclusa questa breve parentesi sulle grandezze elettriche di interesse associate sia al singolo modulo fotovoltaico che all'intera stringa e si può ora volgere l'attenzione al parametro  $R_l$ .

## 7.4.2 Valutazioni sulla resistenza dei cavi nel caso studio

Prima di approfondire questo discorso è indispensabile concedere spazio ad un rapido ma fondamentale chiarimento sull'equazione (7.8) vista al paragrafo 7.4. Nell'espressione in questione si sottintende infatti che il cavo di andata e quello di ritorno siano della stessa lunghezza, motivo per cui la resistenza di un singolo cavo  $R_l$  viene moltiplicata per il fattore 2.

Nell'applicazione da noi considerata, si è invece supposto che i due cavi avessero lunghezza diversa e pertanto, in luogo della (7.8), si è adottata piuttosto l'equazione:

$$c.d.t.\% = \frac{R_{l\ tot} I_{MPP}}{U_{mpp}} \cdot 100 \quad (7.9)$$

Come si può ben vedere, l'unica differenza tra le due relazioni consiste nella sostituzione dell'espressione  $2 R_l$  con il termine  $R_{l\ tot}$ , dove quest'ultimo è costituito dalla somma della resistenza di andata  $R_{l+}$  e quella di ritorno  $R_{l-}$ .

Più in generale, per calcolare la resistenza di un conduttore di lunghezza definita si può utilizzare l'espressione:

$$R_{conduttore} = r \cdot L_{conduttore} \quad (7.10)$$

Il termine  $r$  indica il valore di resistenza per unità di lunghezza caratteristico del cavo e della sezione per esso scelta, mentre  $L_{conduttore}$  rappresenta la lunghezza del cavo stesso.

Ovviamente l'espressione (7.10) può essere perfettamente adattata al nostro caso ed impiegata per ricavare in modo analogo  $R_{l\ tot}$  semplicemente sostituendo i termini generici della precedente relazione con quelli specifici per il caso studio, ottenendo:

$$R_{l\ tot} = r \cdot L_{tot} \quad (7.11)$$

Per poter stimare numericamente  $R_{l\ tot}$  si è quindi dovuto:

- determinare la sezione da impiegarsi per il cavo ed il valore di resistenza per unità di lunghezza ad essa corrispondente, ovvero il parametro  $r$ ;
- definire l'estensione complessiva  $L_{tot}$  della conduttura.

Come già chiarito, nel caso in esame, piuttosto che optare a priori per una data sezione e doverla poi modificare perché non adatta, si è preferito valutarne direttamente tre in parallelo, rimandando a valle della verifica sulla caduta di tensione la decisione definitiva.

## La resistenza per unità di lunghezza

Siccome la resistenza  $r$  dipende sia dalle caratteristiche del cavo che dalla sua temperatura di esercizio, per determinare i valori assunti da questa grandezza si sono dovute prendere in considerazione tutte le possibili combinazioni delle variabili da cui essa è influenzata. I risultati ottenuti sono riportati in tabella 7.3.

**Tabella 7.3:** Resistenze associate alle sezioni prese in esame e ricavate per diverse temperature dei conduttori (indicate nel pedice).

Sezioni [mm <sup>2</sup> ]	$r_{20}$ [mΩ/m]	$r_{35}$ [mΩ/m]	$r_{120}$ [mΩ/m]
2,5	8,21	8,69	11,4
4	5,09	5,39	7,09
6	3,39	3,59	4,72

Qui, la sola grandezza che è stata tratta dalla scheda tecnica dei cavi è  $r_{20}$ , ovvero il valore di resistenza associato ad una determinata sezione del conduttore supposto in esercizio alla temperatura di riferimento di 20 °C. Tutti gli altri valori di resistenza presenti nella tabella sono stati calcolati a partire da quelli di  $r_{20}$ .

Per il calcolo della resistenza per unità di lunghezza a temperature diverse da quella di riferimento, si è utilizzata l'espressione:

$$r_t = r_{t_o} (1 + \alpha (t - t_o)) \quad (7.12)$$

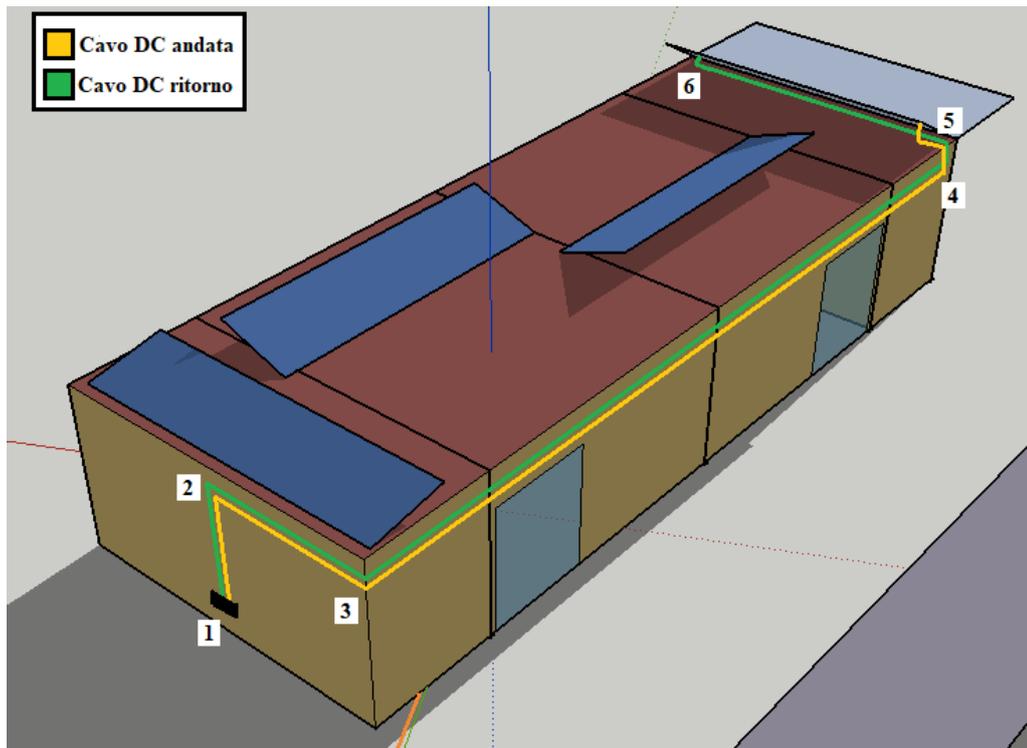
I simboli  $t$  e  $t_o$  indicano rispettivamente la temperatura di interesse e quella di riferimento, mentre  $\alpha$  è il coefficiente di temperatura caratteristico del rame, pari a  $3,93 \cdot 10^{-3} K^{-1}$ .

## Stima della lunghezza complessiva di cavo

Per poter valutare la lunghezza complessiva di cavo necessaria per l'applicazione in esame, si è dovuto innanzitutto ipotizzare un percorso preciso e ben definito per quest'ultimo, come si può facilmente notare in figura 7.1.

Facendo riferimento alle quote della struttura riportate nella planimetria dell'edificio (figura 2.3, paragrafo 2.1.2) ed alla scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici per il loro ingombro, si è partiti dai seguenti dati noti:

- altezza dell'edificio  $h_{tot} = 3 m$  ;
- altezza dal suolo della presa d'ingresso dei cavi DC nel Locale Tecnico  $h_1 = 0,5 m$  ;



**Figura 7.1:** Rappresentazione schematica del percorso ipotizzato per il cavo di andata (in giallo, polo +) e per quello di ritorno (in verde, polo -).

- lato lungo dell'edificio  $a = 17,28 \text{ m}$  ;
- lato corto dell'edificio  $b = 6,57 \text{ m}$  ;
- lunghezza del modulo fotovoltaico  $l_{1 \text{ modulo}} = 1,559 \text{ m}$  ;
- larghezza del modulo fotovoltaico  $l_{2 \text{ modulo}} = 1,046 \text{ m}$  .

Iniziando proprio da quest'ultimo dato, per prima cosa si è provveduto a calcolare l'ingombro orizzontale dell'intera stringa. Essendo essa composta da 6 pannelli, si può facilmente dedurre che:

$$l_{stringa \text{ PV}} = l_{2 \text{ modulo}} \cdot 6 \quad (7.13)$$

$$\Rightarrow l_{stringa \text{ PV}} = 6,276 \text{ m}$$

E' noto che la stringa in questione, essendo associata alla Sala Controllo, è stata orientata verso Sud-Ovest parallelamente al lato corto dell'edificio.

Ciò che ancora non è stato chiarito è che, rispetto ai margini laterali del tetto (lati Est ed Ovest), si è ipotizzato di disporla in posizione centrata. In questo modo, il margine tra la stringa ed il bordo del tetto è lo stesso su entrambi i lati e vale:

$$\Delta l = \frac{b - l_{stringa \text{ PV}}}{2} \quad (7.14)$$

$$\Rightarrow \Delta l = 0,147 m$$

In merito all'altezza che deve essere percorsa complessivamente dai cavi, in figura 7.1 si può notare come essa sia composta da due contributi, ovvero la differenza di quota tra i punti 5 e 4 ( $h_{54}$ ) e quella tra 1 e 2 ( $h_{21}$ ). Nonostante ciò, la differenza di quota complessiva può essere ricavata senza dover necessariamente calcolare anche  $h_{54}$  e  $h_{21}$ . Infatti:

$$h_{effettiva} = h_{tot} - h_1 \quad (7.15)$$

$$\Rightarrow h_{effettiva} = 2,5 m$$

A questo punto, restano ancora da definire soltanto le lunghezze  $l_{23}$  e  $l_{34}$ .

Per la prima, siccome si era ipotizzato che il punto 1 fosse posizionato a metà del lato corto dello stabile, vale chiaramente la seguente espressione:

$$l_{23} = \frac{b}{2} \quad (7.16)$$

$$\Rightarrow l_{23} = 3,285 m$$

In quanto invece a  $l_{34}$  si sono dovute fare ulteriori considerazioni.

Prima di tutto, si è ipotizzato che il lato inferiore della stringa fotovoltaica associata alla Sala Controllo fosse idealmente collocato sul bordo del tetto. Secondariamente, si è presunto che dal punto 5 al 6 il cavo passasse esattamente in corrispondenza della proiezione del lato superiore della stringa sul piano del tetto: tale ipotesi è sensata se si considera che i pannelli hanno in dotazione all'incirca 1 m di cavo positivo ed 1 m negativo (di cui non si è tenuto conto nelle valutazioni su resistenza e caduta di tensione) con attacco in zona medio-bassa sul retro del pannello che possono essere utilizzati proprio per raggiungere il cavo solare da noi considerato in posizione 5 ÷ 6. Detto questo e ricordando che la stringa rivolta a Sud ha un'inclinazione di 30°, non dovrebbe risultare difficile comprendere perché, per ricavare  $l_{34}$ , si sia utilizzata l'espressione:

$$l_{34} = a - (l_{1 \text{ modulo}} \cdot \cos(30^\circ)) \quad (7.17)$$

$$\Rightarrow l_{34} = 15,93 m$$

Ora si possiedono dunque tutti gli elementi per ricavare sia la lunghezza della condotta di andata che quella della condotta di ritorno. Come si può constatare dalle equazioni (7.18) e (7.19) le due lunghezze  $l_+$  e  $l_-$  differiscono soltanto per il termine  $l_{stringa PV}$ .

$$l_+ = h_{effettiva} + l_{23} + l_{34} + \Delta l \quad (7.18)$$

$$l_- = h_{effettiva} + l_{23} + l_{34} + \Delta l + l_{stringa PV} \quad (7.19)$$

Sostituendo i dati numerici nelle espressioni di  $l_+$  e  $l_-$ , si ottiene rispettivamente:

$$l_+ = 21,862 \text{ m}$$

$$l_- = 28,138 \text{ m}$$

Di conseguenza, la lunghezza totale del cavo DC, comprensiva di andata e ritorno, vale:

$$L_{tot} = l_+ + l_- = 50 \text{ m} \quad (7.20)$$

### La resistenza complessiva

Una volta ottenuti tutti i possibili valori di  $r$  e stimata la lunghezza  $L_{tot}$ , si è potuto procedere alla determinazione dei valori assunti dalla resistenza complessiva del cavo in ognuna delle possibili combinazioni tra sezione e condizioni di temperatura ipotizzate.

Per determinare  $R_{35}$  e  $R_{120}$ , che rispettivamente rappresentano la resistenza complessiva in condizioni standard ed in condizioni limite, è stato sufficiente moltiplicare i corrispondenti valori di resistenza unitaria per la lunghezza complessiva  $L_{tot}$  stimata per il cavo.

I risultati ottenuti sono riportati nella tabella (7.4).

**Tabella 7.4:** Resistenza complessiva della conduttura in DC in condizioni standard ( $R_{35}$ ) e condizioni limite ( $R_{120}$ ).

Sezioni [mm <sup>2</sup> ]	$R_{35}$ [mΩ]	$R_{120}$ [mΩ]
2,5	435	572
4	269	355
6	179	236

A questo punto, essendo in possesso di tutti i valori delle grandezze utili per il calcolo della caduta di tensione sia in condizioni standard che in condizioni limite, si può quindi procedere a verificare, per le tre sezioni prese in esame, il rispetto di questo vincolo.

### 7.4.3 Verifica della caduta di tensione percentuale ed individuazione della sezione adatta per la conduttura

Per calcolare la caduta di tensione in tutte le possibili situazioni ipotizzate per il caso studio si è ricorsi all'utilizzo dell'espressione (7.9), in cui ai termini al suo interno si sono sostituiti volta per volta i diversi dati numerici precedentemente ottenuti.

I risultati sono riepilogati in tabella 7.5.

**Tabella 7.5:** *Calcolo della caduta di tensione % sia in condizioni standard (c.s.) che in condizioni limite (c.lim.) per le tre sezioni prese in esame.*

Sezioni [mm <sup>2</sup> ]	cdt% c.s.	cdt% c.lim.
2,5	0,75	1,53
4	0,46	0,95
6	0,31	0,63

Analizzando il contenuto della tabella, si può constatare che tutte le sezioni considerate rispettano il limite dell'1% in condizioni standard, mentre in condizioni limite solo la sezione più piccola viola tale soglia.

Tenendo ben presente che le condizioni limite ipotizzate sono comunque molto cautelative, in ogni caso si è ritenuto di escludere l'impiego di una conduttura di sezione 2,5 mm<sup>2</sup> in favore di una più cautelativa e conveniente come quella da 4 mm<sup>2</sup>. Infatti quest'ultima, essendo la più piccola in grado di rispettare in ogni situazione il vincolo tecnico sulla caduta di tensione, risultava essere anche quella più economica e di conseguenza da privilegiare.

Occorre far notare che per il calcolo della caduta di tensione in condizioni limite, in luogo della  $I_{MPP}$  (in STC) utilizzata in condizioni standard e prevista dalla (7.9), si è presa invece la  $I_{sc}$  (a 75 °C) al fine di avere un ulteriore margine di sicurezza.

# Capitolo 8

## Risultati di simulazione

Grazie allo script Matlab ed al *tool* di interfaccia grafica che è stato realizzato, è stato possibile valutare sia il bilancio energetico relativo alle singole utenze che quello dell'intero edificio, il tutto a partire dai rispettivi profili di generazione e carico e dalle ipotesi fatte in merito alle singole componenti del modello complessivo del sistema.

È bene ricordare che il bilancio energetico in questione è stato effettuato sulla scala temporale di un intero anno e per le grandezze in gioco si è assunto di avere un dato ogni quindici minuti.

Nelle simulazioni svolte, si sono presi in considerazione due possibili scenari:

- le tre utenze sono indipendenti tra loro e non sono ammessi scambi energetici esclusivi che non coinvolgano anche la rete pubblica;
- le tre utenze costituiscono una *Energy Community* in cui gli scambi energetici interni sono prioritari rispetto a quelli con la rete esterna.

Per ciascuna delle due ipotesi, si sono poi prese in esame tre possibili taglie del sistema di accumulo complessivo:

- 0 *kWh*;
- 16 *kWh*;
- 32 *kWh*.

Ovviamente il primo caso si riferisce all'eventualità in cui non si sia prevista l'installazione di alcuna batteria nello stabile, mentre gli altri due rappresentano rispettivamente la configurazione *semplice* e quella *doppia* del sistema di accumulo.

La configurazione da 16 *kWh* (già anticipata al capitolo 5) prevede l'installazione di una sola batteria per ognuna delle due sale studio e due per l'altra utenza, mentre per quella *doppia* si ipotizza di dotare le due sale studio del numero massimo possibile di accumulatori (tre ciascuna), lasciando invariata la situazione dell'altra utenza.

## 8.1 UtENZE indipendenti

I dati ottenuti nelle diverse simulazioni in cui non fossero ammessi scambi energetici tra le diverse utenze sono riportati nelle tabelle 8.1, 8.2 e 8.3 presentate di seguito.

**Tabella 8.1:** Grandezze di interesse ottenute nel caso di utenze indipendenti senza accumulo elettrochimico.

Grandezze d'interesse	Sala Studio 1	Sala Studio 2	Sala Controllo & Locale Tecnico	Intera struttura
$E_{PV}$ [kWh]	2361	1848	4451	8660
$E_{load}$ [kWh]	1622	1629	623	3874
$E_{grid\ imp}$ [kWh]	795	858	148	1801
$E_{grid\ exp}$ [kWh]	1534	1077	3976	6587
$E_{lgc}$ [kWh]	827	771	475	2073
$R_{ssuff}$ [%]	51	47	76	54

**Tabella 8.2:** Grandezze di interesse ottenute con sistema d'accumulo in configurazione semplice (16 kWh) ed utenze elettriche indipendenti.

Grandezze d'interesse	Sala Studio 1	Sala Studio 2	Sala Controllo & Locale Tecnico	Intera struttura
$E_{PV}$ [kWh]	2361	1848	4451	8660
$E_{load}$ [kWh]	1622	1629	623	3874
$E_{batt\ ch}$ [kWh]	361	285	150	796
$E_{grid\ imp}$ [kWh]	434	571	0	1005
$E_{grid\ exp}$ [kWh]	1173	792	3826	5791
$E_{lgc}$ [kWh]	1188	1058	623	2869
$R_{ssuff}$ [%]	73	65	100	74

Innanzitutto si ritiene doveroso precisare a quali grandezze d'interesse corrispondano i simboli utilizzati nelle tabelle, tenendo ben presente che la scala temporale di riferimento è quella annuale:

- Con  $E_{PV}$  ed  $E_{load}$  si vogliono individuare i quantitativi di energia rispettivamente generata e consumata dall'utenza in questione.
- I termini  $E_{grid\ imp}$  ed  $E_{grid\ exp}$  rappresentano l'energia scambiata con la rete, più precisamente il primo quella in ingresso nel sistema PVZEN ed il secondo quella in uscita da esso e con destinazione la rete pubblica.

- $E_{batt\ ch}$  individua l'energia che viene complessivamente caricata nel sistema d'accumulo relativo all'utente di riferimento.
- Il termine  $E_{lgc}$  indica l'energia "localmente generata ed immediatamente consumata" già definita al paragrafo 6.5 dalle equazioni (6.3) e 6.4 e che è anche il numeratore di  $R_{ssuff}$ , quest'ultimo coefficiente che quantifica l'autosufficienza dell'utenza in questione.

**Tabella 8.3:** Grandezze di interesse ottenute nel caso di utenze indipendenti con sistema d'accumulo in configurazione doppia (32 kWh).

Grandezze d'interesse	Sala Studio 1	Sala Studio 2	Sala Controllo & Locale Tecnico	Intera struttura
$E_{PV}$ [kWh]	2361	1848	4451	8660
$E_{load}$ [kWh]	1622	1629	623	3874
$E_{batt\ ch}$ [kWh]	456	351	150	957
$E_{grid\ imp}$ [kWh]	341	501	0	842
$E_{grid\ exp}$ [kWh]	1077	726	3826	5629
$E_{lgc}$ [kWh]	1280	1127	623	3030
$R_{ssuff}$ [%]	79	69	100	78

Un'altra puntualizzazione da farsi riguarda poi il calcolo del termine  $R_{ssuff}$  per l'intera struttura: quest'ultimo viene definito utilizzando la stessa formula (ovvero la (6.1) vista a pagina 95) impiegata anche per il calcolo dei coefficienti associati alle singole utenze e non, come si potrebbe pensare, facendo la media aritmetica di questi ultimi.

Confrontando i dati contenuti nelle tre tabelle riportate sopra, si può constatare come i termini  $E_{PV}$  ed  $E_{load}$  non subiscano alcuna modifica al variare della taglia dell'accumulo, al contrario delle altre grandezze prese in considerazione.

In particolare, con l'aumentare del numero di batterie si assiste al conseguente incremento dei quantitativi di energia che vengono stoccati nel sistema d'accumulo ed alla contemporanea riduzione degli scambi con la rete (sia in ingresso che in uscita), entrambi fattori che incidono sull'aumento del termine indicato come  $E_{lgc}$ , ovvero l'energia localmente generata e consumata.

Essendo l'autosufficienza strettamente connessa a quest'ultima grandezza, anch'essa non può che crescere di conseguenza con l'incremento della taglia dell'accumulo.

Per valutare l'efficacia di ciascuna delle tre soluzioni ipotizzate per il sistema di accumulo risulta tuttavia più interessante concentrarsi sui dati ricavati per la sola autosufficienza, essendo essa il parametro che meglio rappresenta le prestazioni

energetiche su scala annuale.

Osservando le tre tabelle si può notare come lo scarto tra i valori di  $R_{ssuff}$  sia nettamente più ampio tra un sistema senza accumulo ed uno con *configurazione semplice* piuttosto che fra quest'ultimo ed uno in *configurazione doppia*: nel primo caso la differenza si attesta infatti attorno al 20%, mentre nel secondo si ha un miglioramento limitato soltanto al  $4 \div 6\%$ .

Se da un punto di vista prettamente tecnico queste considerazioni suggerirebbero dunque l'installazione di un parco batterie da 32  $kWh$  perché associato ai valori più elevati di autosufficienza, dall'altro una semplice valutazione economica lo sconsiglierebbe vivamente: per aumentare del  $4 \div 6\%$  la  $R_{ssuff}$  rispetto alla configurazione da 16  $kWh$  si autorizzerebbe infatti un investimento pari a quello per passare da stoccaggio assente ad accumulo in *configurazione semplice*, con la differenza però che quest'ultimo passaggio segna un netto miglioramento in termini di autosufficienza (fra il 18% ed il 24%).

In definitiva, i dati presentati nelle tre tabelle sopra unitamente ad una rapida valutazione economica suggerirebbero piuttosto l'installazione di un sistema d'accumulo da 16  $kWh$ .

Prima di prendere una decisione definitiva in merito, si è però scelto di considerare anche l'opzione della "Energy Community" e valutare i risultati per essa ottenuti, confrontandoli successivamente con quelli di questo caso.

## 8.2 Ipotesi di "Energy community"

I dati ricavati per le tre taglie del sistema di accumulo nell'eventualità in cui si instauri una rete di scambio locale privilegiata rispetto a quella pubblica sono raccolti in tabella 8.4. Qui si sono riportati anche i risultati visti per l'intera struttura nell'ipotesi di utenze indipendenti, al fine di agevolare un raffronto diretto fra le due situazioni.

Prima di procedere, occorre precisare quali siano i termini dello scenario in questione.

Per simulare una Energy Community, si è di fatto considerata un'unica utenza avente profilo di carico e profilo di generazione costituiti dall'aggregato di quelli delle singole utenze. I profili del sistema d'accumulo e della rete sono stati quindi ricavati di conseguenza applicando l'equazione di bilancio (2.2) e considerando come limiti di potenza ed energia non quelli delle singole utenze bensì quelli dell'intero sistema.

**Tabella 8.4:** Grandezze d'interesse ottenute nel caso di "Energy Community" (EC) e di utenze indipendenti (UI).

Grandezze d'interesse	0 kWh		16 kWh		32 kWh	
	UI	EC	UI	EC	UI	EC
$E_{\text{batt ch}}$ [kWh]	0	0	796	893	957	1031
$E_{\text{grid imp}}$ [kWh]	1801	1509	1005	617	842	488
$E_{\text{grid exp}}$ [kWh]	6587	6295	5791	5402	5629	5264
$E_{\text{lgc}}$ [kWh]	2073	2365	2869	3257	3030	3386
$R_{\text{ssuff}}$ [%]	54	61	74	84	78	87

Tornando alla tabella 8.4, non si può non notare come, a parità di taglia del sistema di accumulo, i numeri delle grandezze prese in esame siano nettamente a favore del caso con utenze interconnesse.

Per ciascuna delle tre configurazioni del sistema di accumulo si può infatti riscontrare una differenza di circa  $300 \div 400$  kWh annui proprio a favore del caso con interconnessione per quanto riguarda l'energia scambiata con la rete pubblica (sia in ingresso che in uscita) e quella localmente generata e consumata.

Questi numeri si riflettono inevitabilmente anche sul coefficiente che quantifica l'autosufficienza, il quale, come si evince dalla tabella, nel caso di interconnessione risulta anch'esso significativamente migliorato rispetto al caso con pari accumulo ma privo di interconnessione.

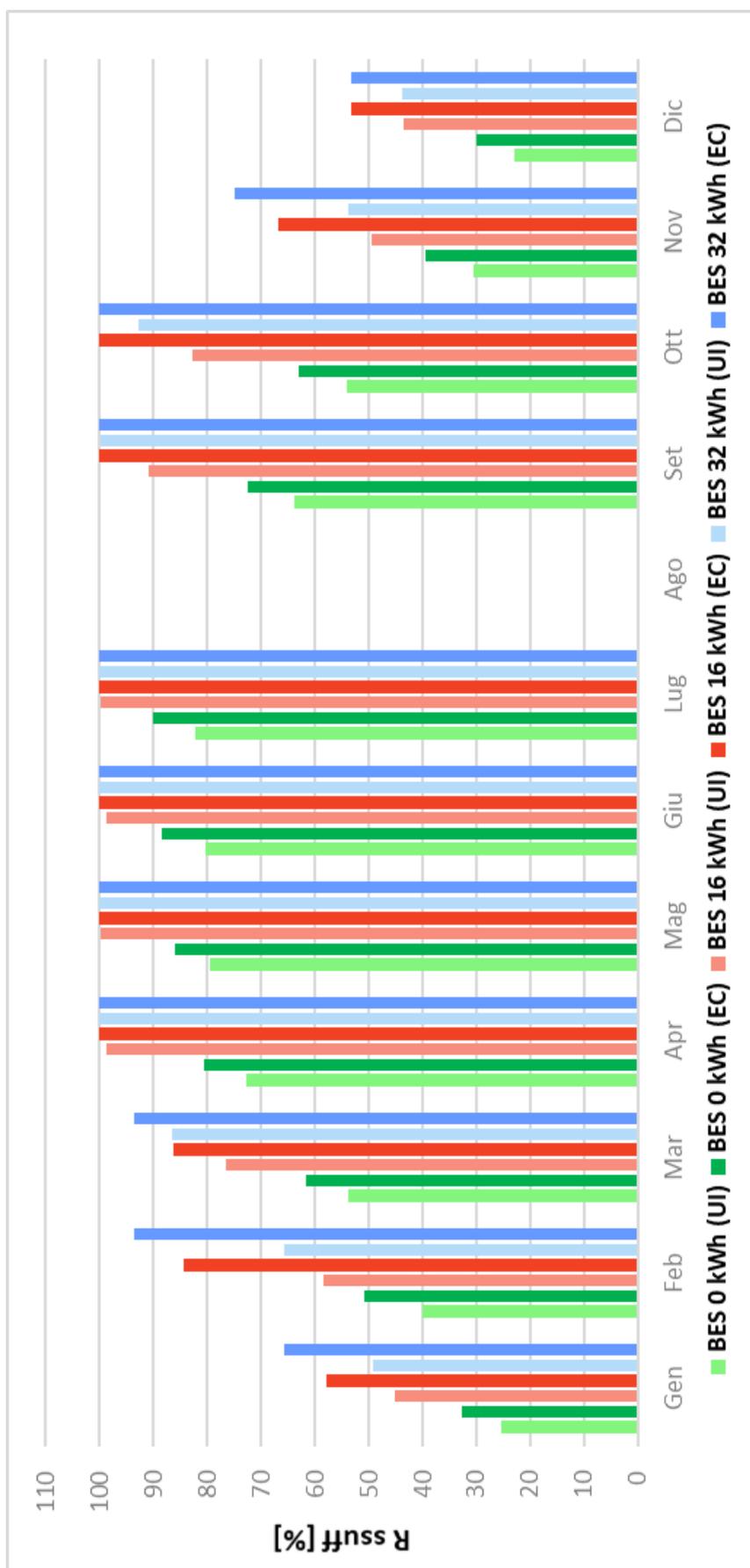
Confrontando tra loro i casi con *Energy Community*, si nota che il coefficiente rappresentativo dell'autosufficienza ha un comportamento analogo a quello già evidenziato per utenti indipendenti: esso presenta un salto importante (in questo caso del 23%) passando da un accumulo nullo ad uno in configurazione semplice ed invece trascurabile (intorno al 3%) da quest'ultimo ad un sistema da 32 kWh.

Per un'analisi più accorta ancora a proposito del fattore rappresentativo dell'autosufficienza complessiva dell'edificio, si propone il grafico di figura 8.1.

A seguito di un'attento esame, si possono effettuare le seguenti osservazioni:

- Guardando ad un singolo set di valori, si può notare come l'andamento annuale di  $R_{\text{ssuff}}$  ricordi quello della produzione fotovoltaica visto in figura 3.3 (pagina 55).
- Confrontando i valori di autosufficienza raggiunti, per la stessa taglia di accumulo, dalla soluzione con utenti indipendenti e da quella con interconnessione si può constatare come risulti confermato quanto già detto commentando i valori annuali di tabella 8.4.

- Focalizzando l'attenzione soltanto sui set di dati etichettati come BES 16 *kWh* (sia con sigla EC che UI) e BES 32 *kWh* (UI), si può sorprendentemente riscontrare come risulti più vantaggioso interconnettere le utenze piuttosto che raddoppiare la taglia dell'accumulo.
- Concentrandosi esclusivamente sui dati relativi ad un sistema interconnesso e con accumulo da 16 *kWh* o 32 *kWh* si può osservare come il miglioramento che si ottiene passando dal primo al secondo sia talmente contenuto da non giustificare un eventuale investimento economico a suo favore.



**Figura 8.1:** Autosufficienza raggiunta mensilmente dal sistema PVZEN per le tre possibili configurazioni dell'accumulo (BES) sia nel caso di utenze indipendenti (UI) che interconnesse (EC).

## 8.3 Scelta definitiva

L'analisi dei risultati di simulazione ottenuti per le singole utenze e per l'intera struttura, sia nell'ipotesi che queste ultime siano fra loro indipendenti o interconnesse, suggerisce in modo inequivocabile l'installazione di un sistema d'accumulo da 16 *kWh* complessivi. Questa soluzione si è dimostrata essere la migliore a seguito di valutazioni sia di carattere tecnico che economico.

Inoltre, potendo scegliere tra uno scenario in cui i tre utenti siano isolati tra loro e possano scambiare energia elettrica soltanto con la rete pubblica o uno in cui essi siano invece interconnessi a costituire una sorta di *microgrid* locale, i dati ottenuti indurrebbero a preferire la seconda opzione.

In definitiva, le simulazioni si sono rivelate decisive perché in fase progettuale si preferisse un sistema con accumulo in configurazione semplice ed utenze interconnesse piuttosto che una qualunque delle altre opzioni prese in esame.

Si tiene a precisare che si è anche tentato di simulare e valutare uno scenario in cui si disponesse la chiusura separata delle singole utenze qualora queste fossero state caratterizzate da un bilancio energetico negativo<sup>21</sup>. Quest'ipotesi è stata tuttavia rapidamente accantonata perché si sarebbe ridotta in maniera drastica la possibilità di sfruttare in modo adeguato la struttura, visto che i locali adibiti a sale studio avrebbero dovuto, nel complesso, chiudere i battenti per circa tre mesi (più precisamente 83 giorni nel caso della Sala Studio 1 e 103 per l'altra).

In quanto alla soluzione individuata come definitiva, si reputa d'interesse fornire ulteriori informazioni a riguardo.

Per esempio, in tabella 8.5 vengono riepilogati i risultati ottenuti su base stagionale<sup>22</sup> per l'autosufficienza delle tre utenze prese singolarmente e dell'intera struttura sia nell'ipotesi con interconnessione sia nel caso opposto.

Analizzandone il contenuto, si evince facilmente come nel periodo estivo venga raggiunta la quasi totale autosufficienza per ciascuna delle unità prese in esame, mentre invece nel periodo invernale la situazione è ben più critica: ad eccezione del terzo utente, infatti, gli altri locali hanno notevoli difficoltà nell'auto-sostenersi sia in modo individuale che come comunità, salvo l'eventualità in cui sia autorizzato l'in-

---

<sup>21</sup>La condizione che comportava la chiusura dell'utenza per un intero giorno era rappresentata, in particolare, dalla presenza di almeno un valore non nullo tra quelli che definivano il profilo della potenza assorbita dalla rete e mediata sul quarto d'ora nell'arco della stessa giornata.

<sup>22</sup>I due periodi presi in considerazione in questo frangente sono quello estivo e quello invernale; mentre il primo si è considerato che andasse dal 15 Marzo al 14 Ottobre, il secondo è costituito dagli intervalli dal 1 Gennaio al 14 Marzo e dal 15 Ottobre al 31 Dicembre.

terscambio di energia perché in tal caso l'autosufficienza sale fino al 70%.

**Tabella 8.5:** Autosufficienza invernale ed estiva per le tre utenze e per l'intero edificio nel caso di "Energy Community" (EC) e utenti indipendenti (UI).

	$R_{ssuff\ inv}$ [%]	$R_{ssuff\ est}$ [%]
<b>Utente 1</b>	52	96
<b>Utente 2</b>	38	94
<b>Utente 3</b>	100	100
<b>Totale (UI)</b>	54	95
<b>Totale (EC)</b>	70	99

Di seguito si presenta inoltre anche un grafico (figura 8.2) in cui si mostra come evolve nel corso dell'anno il coefficiente  $R_{suff}$  calcolato su base mensile sia per le singole utenze sia per l'edificio nel suo complesso in entrambi gli scenari presi in esame.

Dal diagramma in questione si è però scelto di escludere la terza utenza perché dai calcoli effettuati si è appurato che la sua autosufficienza si attestava praticamente in modo costante al  $99 \div 100\%$  e di conseguenza avrebbe avuto poco senso rappresentarla.

Il grafico in questione conferma quanto già dedotto in precedenza: l'autosufficienza di singole utenze indipendenti può essere migliorata in modo abbastanza evidente semplicemente instaurando tra loro una connessione che gli permetta di attuare scambi energetici *in loco*.



**Figura 8.2:** Autosufficienza raggiunta mensilmente dalle due sale studio (Utenti 1 e 2) e dall'intero edificio nel caso di "Energy Community" (EC) e di utenze indipendenti (UI).

# Conclusioni

In questo lavoro di tesi sono state simulate le prestazioni energetiche su base annua di un *nearly Zero Energy Building* (nZEB) e delle tre utenze che lo costituiscono allo scopo di valutarne la dipendenza dalla rete elettrica in termini di autosufficienza e autoconsumo. Inoltre, è stata sviluppata un'interfaccia grafica in ambiente Matlab che fosse facilmente utilizzabile da un utente finale, per automatizzare il calcolo del bilancio energetico annuo anche per un caso più generale rispetto a quello di studio. Infine, si è determinata la sezione minima da impiegarsi per le condutture DC che collegano ogni stringa PV al proprio inverter DC/AC.

L'intera struttura del progetto PVZEN presentava una produzione annua di 8660 *kWh* ed un fabbisogno energetico di 3874 *kWh*, così articolati tra i singoli locali:

- il 27,3% della produzione ed il 41,9% del consumo totali attribuibili alla Sala Studio 1;
- il 23% ed il 42%, rispettivamente, per la Sala Studio 2;
- il 49,7% della generazione ed il solo 16,1% del carico complessivi per l'utenza composta da Sala Controllo e Locale Tecnico.

Coerentemente con quanto approfondito nel capitolo 8, si è convenuto che la soluzione da preferirsi per il progetto PVZEN fosse quella con una sola batteria per ciascun locale (per un totale di 16 *kWh* di accumulo elettrochimico per l'intera struttura) ed interconnessione tra le utenze.

In particolare, si è constatato che questa taglia di accumulo porta il sistema a raggiungere un incremento relativo dell'autosufficienza pari a circa il 40% rispetto al caso senza batterie, passando dal 54% al 74% se le utenze sono indipendenti e dal 61% al 84% nel caso in cui le utenze facciano parte di un'*Energy Community*).

Inoltre, presentando numeri di poco inferiori rispetto al caso con capacità doppia di batterie (74% contro 78% nel caso di utenze indipendenti e 84% contro 87% nel caso di *Energy Community*), questa soluzione si è rivelata preferibile per il dimezzamento del costo di installazione delle batterie.

Infine, dal confronto tra l'autosufficienza ottenuta con utenze indipendenti e quella raggiunta dall'*Energy Community*, è emerso come fra i due fosse da privilegiarsi l'interconnessione tra le utenze al fine di creare una comunità energetica che permetta di sfruttare meglio la sovrapproduzione delle utenze situate in posizione più favorevole per la raccolta dell'energia solare.

In merito al cavo DC per collegare stringa PV ed inverter, applicando sia il criterio della portata che quello della caduta di tensione si è verificato che la minor sezione che consente di rispettare i vincoli imposti anche in condizioni di irradianza e temperatura superiori alle condizioni standard ( $G = 1100 \text{ W/m}^2$  e  $T_{moduli} = 75 \text{ }^\circ\text{C}$ ) sia quella da  $4 \text{ mm}^2$ . Con essa si è, infatti, ottenuta una caduta di tensione pari a  $0,46\%$  in condizioni standard e  $0,95\%$  con irradianza e temperatura superiori, nonché una portata massima di  $35,2 \text{ A}$ .

Questo lavoro di tesi potrà essere in futuro proseguito e sviluppato nelle seguenti direzioni:

- introducendo nella simulazione la valutazione ed il calcolo numerico dell'energia interscambiata fra le singole utenze, tenendo conto dei relativi limiti di potenza ed energia;
- approfondendo i contorni dell'ipotesi di Energy Community e studiando nel dettaglio il comportamento dei singoli utenti, con particolare attenzione alla possibilità di condividere carico e/o accumulo;
- passando da un'analisi simulativa come quella appena portata a termine ad una di tipo sperimentale che poggi le proprie basi su un sistema di *smart metering*, cui la struttura è stata già parzialmente predisposta.

# Appendici

# Appendice A

## Datasheet dei moduli fotovoltaici



## Moduli Fotovoltaici SunPower® Serie X | X22-360

### Efficienza superiore al 22%

Ideali per ottimizzare la superficie disponibile sul vostro tetto o aumentare la dimensione del vostro impianto.

### Massime prestazioni

Progettati per produrre la massima quantità di energia anche in condizioni difficili, come in presenza di ombreggiamento parziale ed elevate temperature sul tetto.<sup>1,2,4</sup>

### Tecnologia all'avanguardia

Progettati con la nuova e potente tecnologia Maxeon, i moduli serie X offrono potenza e prestazioni senza rivali per la vostra casa.



**Celle solari Maxeon®: radicalmente migliori**  
Progettate per elevati rendimenti, costruite per durare.

### Progettati per la tranquillità dei clienti

Sono progettati per fornire energia in modo affidabile e sicuro per tutta la durata di vita dell'impianto.<sup>3,4</sup>

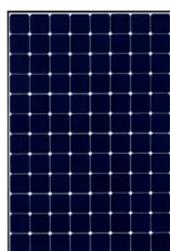
### Costruiti per durare

La cella solare SunPower® Maxeon è l'unica cella costruita su una solida base in rame. È resistente alla corrosione e alle possibili rotture che degradano le celle dei moduli convenzionali.<sup>3</sup>

Stessa durata eccellente dei moduli SunPower serie E.

1° classificata nei test di durata di Fraunhofer.<sup>9</sup>  
100% di potenza mantenuta nei test di durata completo Atlas 25+.<sup>10</sup>

### Alte Prestazioni & Eccellente Durabilità



SPR-X22-360



### MASSIMA EFFICIENZA<sup>5</sup>

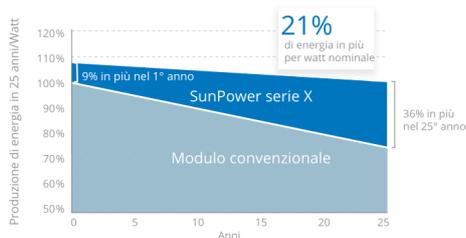
#### Più energia per metro quadrato

I moduli residenziali serie X convertono una maggiore quantità di luce solare in elettricità, producendo il 38% di energia in più per modulo<sup>1</sup> e il 70% di energia in più per metro quadrato in 25 anni.<sup>1,2,3</sup>

### MASSIMA PRODUZIONE ENERGETICA<sup>6</sup>

#### Più energia per watt nominale

Nel primo anno il loro elevato rendimento produce l'8-10% di energia in più per watt nominale.<sup>2</sup> Tale vantaggio aumenta con il tempo, arrivando a produrre il 21% di energia in più nei primi 25 anni.<sup>3</sup>



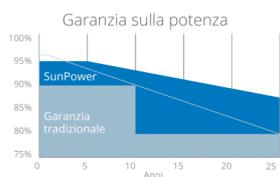
Scheda Tecnica Dettagliata

SUNPOWER®



## Moduli Fotovoltaici SunPower® Serie X | X22-360

SUNPOWER OFFRE LA MIGLIORE GARANZIA COMBINATA SU POTENZA E PRODOTTO



Maggiore potenza garantita: 95% per i primi 5 anni,  
-0,4%/anno fino al 25° anno<sup>7</sup>



Garanzia di 25 anni combinata su potenza e difetti di prodotto che<sup>8</sup>

### DATI ELETTRICI

	SPR-X22-360
Potenza nominale (P <sub>nom</sub> ) <sup>11</sup>	360 W
Tolleranza di potenza	+5/-0%
Efficienza media del modulo <sup>12</sup>	22,2%
Tensione al punto di massima potenza (V <sub>mpp</sub> )	59,1 V
Corrente al punto di massima potenza (I <sub>mpp</sub> )	6,09 A
Tensione a circuito aperto (V <sub>oc</sub> )	69,5 V
Corrente di cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	6,48 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL
Corrente massima del fusibile	15 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C

### RIFERIMENTI:

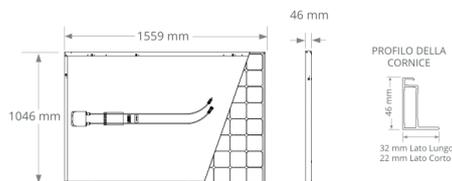
- Tutti i confronti sono effettuati tra SPR-X21-345 e un modulo convenzionale tipico: 250 W, circa 1,6 m<sup>2</sup>, 15,3% di efficienza.
- Solitamente l'8-10% di energia in più per watt, BEW/DNV Engineering, "SunPower Yield Report", gen 2013.
- 0,25%/anno di degradazione per SunPower rispetto a 1,0%/anno per i moduli convenzionali. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate", SunPower white paper, Q1-2015; Jordan, Dirk "SunPower Test Report", NREL, Q1-2015
- "SunPower Module 40-Year Useful Life", SunPower white paper, Maggio 2015. La vita utile è di 99 moduli su 100 in funzione a più del 70% della potenza nominale.
- Il valore più alto di 3200 moduli in silicio elencati nella rivista Photon Int. (sondaggio moduli Photon Int., Feb 2014)
- L'8% di energia in più rispetto alla media delle prime 10 aziende produttrici di moduli testate nel 2012 (151 moduli, 102 aziende), Photon International, feb 2013.
- In confronto ai primi 15 produttori. SunPower Warranty Review, Maggio 2015.
- Potrebbero essere applicate delle esclusioni. Consultare la garanzia per ulteriori informazioni.
- La serie X come la serie E, 5 degli 8 principali produttori di moduli sono stati testati da Fraunhofer ISE, "PV Module Durability Initiative Public Report", feb 2013. Ulteriori 3 moduli fotovoltaici sono stati testati nel 2014
- Rispetto al modulo di controllo non sottoposto a stress. Sono state testate sia la serie X sia la serie E, Atlas 25+ Durability test report, feb 2013.
- Condizioni di prova standard (irradianza 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5, 25 °C) Modulo di riferimento validato da NREL. Metodi utilizzati: SOMS per la misura della corrente, LACCS per la misura del Fill Factor e tensione
- In base alla media dei valori di potenza misurati durante la produzione.
- Tipo2 classe di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2013 equivalente alla classe C di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2002.

### TEST E CERTIFICAZIONI

Test standard <sup>13</sup>	IEC 61215, IEC 61730, UL 1703 (Tipo2 classe di resistenza al fuoco)
Test di qualità	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, PV Cycle, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Cradle to Cradle™ Silver
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	Assenza di degradazione indotta dalla tensione: 1000 V <sup>9</sup>
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, CEC

### CONDIZIONI OPERATIVE E DATI MECCANICI

Temperatura	-40° C to +85° C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A+
Celle solari	96 celle monocristalline Moxeon di III generazione
Vetro	Vetro temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-65, MC4
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m <sup>2</sup> fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m <sup>2</sup> fronte
Cornice	Alluminio anodizzato nero classe 1, massima classificazione AAMA



Consultare il sito <http://www.sunpower.com/facts> per ulteriori informazioni.  
Per ulteriori informazioni, consultare la scheda tecnica dettagliata: [www.sunpowercorp.it/downloads/](http://www.sunpowercorp.it/downloads/)

Leggere attentamente le istruzioni relative all'installazione e alla sicurezza.  
Documento 518557 Rev C /A4\_IT

©Marzo 2017 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. SUNPOWER, il logo SUNPOWER e MAXEON sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation. I dati contenuti nella presente scheda tecnica possono essere soggetti a modifiche senza preavviso.

**SUNPOWER®**

## Appendice B

### Datasheet dell'inverter React 2

INVERTER SOLARI

## ABB PV + Storage

REACT 2

da 3.6 a 5.0 kW



01 REACT 2  
Inverter con storage

La nuova soluzione di accumulo REACT 2, disponibile in taglie di potenza 3.6 e 5.0 kW, ha una delle più alte efficienze presenti nel mercato, garantendo fino al 10% in più rispetto ad altre alternative a bassa tensione.

### Ideale per nuove installazioni e retrofit

Grazie alla possibilità di installazione sul lato AC o DC dell'impianto, REACT 2 è la soluzione ideale sia per nuovi impianti che retrofit su impianti già esistenti, permettendo agli utenti di aumentare il loro autoconsumo e di risparmiare sulle bollette.

### Ampia capacità di accumulo

Con un design modulare, REACT 2 offre un'ampia capacità di accumulo, che varia da 4 a 12 kWh in base al numero di batterie utilizzate e può raggiungere fino al 90% di indipendenza energetica. Il numero di batterie può essere integrato in qualsiasi momento durante il ciclo di vita del prodotto.

### Flessibilità di installazione

Ampia flessibilità di installazione e ottimizzazione degli spazi disponibili grazie alle diverse possibilità di montaggio.

Facile e veloce da installare grazie alla connessione "plug and play", presente sia sul lato inverter che sul lato batteria.

### Connettività e integrazione digitale

La tecnologia a prova di futuro fa di REACT 2

REACT 2 è la soluzione fotovoltaica di accumulo di ABB, che permette di ottimizzare l'energia in eccesso nelle applicazioni residenziali.

la soluzione ideale per le moderne smart home grazie a funzioni di comunicazione avanzate e possibilità di gestione dei carichi domestici.

Le funzionalità di data logger integrate e il trasferimento diretto dei dati a una piattaforma sicura in cloud permettono agli utenti di controllare e monitorare il loro sistema tramite una mobile app dedicata.

Le interfacce di comunicazione avanzate, insieme a un efficiente protocollo di comunicazione Modbus compatibile con Sunspec, consentono una facile integrazione dell'inverter anche con dispositivi di monitoraggio e controllo di terze parti.

### Caratteristiche principali

- Batteria agli ioni di litio per l'accumulo di energia (da 4 a 12 kWh max)
- Fino al 10% più efficiente rispetto ai sistemi a bassa tensione
- Installabile su impianti nuovi o esistenti
- Possibilità di integrare le batterie in qualsiasi momento
- Installazione facile e veloce grazie alla connessione "plug and play"
- Monitoraggio del sistema tramite mobile app dedicata
- Protocollo di comunicazione Modbus SunSpec (TCP/RTU) nativo
- Compatibile con ABB-free@home

## ABB PV + Storage

### REACT 2 da 3.6 a 5.0 kW



Hybrid inverter  
(battery ready)



4 kWh kit



8 kWh kit



12 kWh kit

—  
Possibili  
configurazioni

#### Dati tecnici e modelli

Inverter	REACT2-UNO-3.6-TL	REACT2-UNO-5.0-TL
<b>Ingresso</b>		
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{max,abs}$ )	575 V	
Tensione di attivazione DC di ingresso ( $V_{start}$ )	200 V (adj. 120...350 V)	
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{dcmin...Vdcmax}$ )	0.7 x $V_{start}$ ...575 V (min 90 V)	
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dc}$ )	390 V	
Potenza nominale DC di ingresso ( $P_{dc}$ )	5000 W	6000 W
Numero di MPPT indipendenti	2	
Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	2500 W Derating lineare [480 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 575 V]	3000 W Derating lineare [480 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 575 V]
Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a $P_{dc}$ , senza batteria	160...480 V	195...480 V
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{dc,max}$ ) / per ogni MPPT ( $I_{MPPT,max}$ )	24 A / 12 A	27 A / 13,5 A
Massima corrente di cortocircuito di ingresso per ogni MPPT	15,0 A	
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2	
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>(1)</sup>	
<b>Protezioni di ingresso</b>		
Protezione da inversione di polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente	
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - varistore	Sì	
Controllo di isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche sezionatore DC	25 A / 575 V	
<b>Ingresso batteria</b>		
Intervallo di potenza operativa DC	170-575 V	
N° di unità batteria	1, 2, 3	1, 2, 3
Potenza in carica	1.6 kW, 3.2 kW, 4.8 kW	1.6 kW, 3.2 kW, 4.8 kW
Potenza in scarica	2 kW, 3.6 kW, 3.6 kW	2 kW, 4 kW, 5 kW
<b>Uscita</b>		
Tipo di connessione AC alla rete	Monofase	
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{scr} @ \cos\phi=1$ )	3600 W	5000 W <sup>(2)</sup>
Potenza massima AC di uscita ( $P_{sc,max} @ \cos\phi=1$ )	3600 W	5000 W <sup>(2)</sup>
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	3600 VA	5000 VA <sup>(2)</sup>
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{scr}$ )	230 V	
Intervallo di tensione AC di uscita	180...264 V <sup>(3)</sup>	
Massima corrente AC di uscita ( $I_{ac,max}$ )	16 A	22 A
Contributo alla corrente di corto circuito	16 A	22 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz / 60 Hz	
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	45...55 Hz / 55...65 Hz <sup>(4)</sup>	
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (Induttivo/capacitivo)	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (Induttivo/capacitivo)
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%	
Tipo di connessione AC	Morsettiera a vite	
<b>Protezioni di uscita</b>		
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima protezione da sovracorrente AC	20 A	25 A
Protezione da sovratensione di uscita - varistore	2 (L - N / L - PE)	

INVERTER SOLARI

## ABB PV + Storage

REACT 2

da 3.6 a 5.0 kW



01 REACT 2  
Inverter con storage

La nuova soluzione di accumulo REACT 2, disponibile in taglie di potenza 3.6 e 5.0 kW, ha una delle più alte efficienze presenti nel mercato, garantendo fino al 10% in più rispetto ad altre alternative a bassa tensione.

### Ideale per nuove installazioni e retrofit

Grazie alla possibilità di installazione sul lato AC o DC dell'impianto, REACT 2 è la soluzione ideale sia per nuovi impianti che retrofit su impianti già esistenti, permettendo agli utenti di aumentare il loro autoconsumo e di risparmiare sulle bollette.

### Ampia capacità di accumulo

Con un design modulare, REACT 2 offre un'ampia capacità di accumulo, che varia da 4 a 12 kWh in base al numero di batterie utilizzate e può raggiungere fino al 90% di indipendenza energetica. Il numero di batterie può essere integrato in qualsiasi momento durante il ciclo di vita del prodotto.

### Flessibilità di installazione

Ampia flessibilità di installazione e ottimizzazione degli spazi disponibili grazie alle diverse possibilità di montaggio.

Facile e veloce da installare grazie alla connessione "plug and play", presente sia sul lato inverter che sul lato batteria.

### Connettività e integrazione digitale

La tecnologia a prova di futuro fa di REACT 2

la soluzione ideale per le moderne smart home grazie a funzioni di comunicazione avanzate e possibilità di gestione dei carichi domestici.

la soluzione ideale per le moderne smart home grazie a funzioni di comunicazione avanzate e possibilità di gestione dei carichi domestici.

Le funzionalità di data logger integrate e il trasferimento diretto dei dati a una piattaforma sicura in cloud permettono agli utenti di controllare e monitorare il loro sistema tramite una mobile app dedicata.

Le interfacce di comunicazione avanzate, insieme a un efficiente protocollo di comunicazione Modbus compatibile con Sunspec, consentono una facile integrazione dell'inverter anche con dispositivi di monitoraggio e controllo di terze parti.

### Caratteristiche principali

- Batteria agli ioni di litio per l'accumulo di energia (da 4 a 12 kWh max)
- Fino al 10% più efficiente rispetto ai sistemi a bassa tensione
- Installabile su impianti nuovi o esistenti
- Possibilità di integrare le batterie in qualsiasi momento
- Installazione facile e veloce grazie alla connessione "plug and play"
- Monitoraggio del sistema tramite mobile app dedicata
- Protocollo di comunicazione Modbus SunSpec (TCP/RTU) nativo
- Compatibile con ABB-free@home

## ABB PV + Storage

### REACT 2 da 3.6 a 5.0 kW



Hybrid inverter  
(battery ready)



4 kWh kit



8 kWh kit



12 kWh kit

—  
Possibili  
configurazioni

#### Dati tecnici e modelli

Inverter	REACT2-UNO-3.6-TL	REACT2-UNO-5.0-TL
<b>Ingresso</b>		
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{max,abs}$ )	575 V	
Tensione di attivazione DC di ingresso ( $V_{start}$ )	200 V (adj. 120...350 V)	
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{dcmin...Vdcmax}$ )	0.7 x $V_{start}$ ...575 V (min 90 V)	
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dc}$ )	390 V	
Potenza nominale DC di ingresso ( $P_{dc}$ )	5000 W	6000 W
Numero di MPPT indipendenti	2	
Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	2500 W Derating lineare [480 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 575 V]	3000 W Derating lineare [480 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 575 V]
Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a $P_{dc}$ , senza batteria	160...480 V	195...480 V
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{dc,max}$ ) / per ogni MPPT ( $I_{MPPT,max}$ )	24 A / 12 A	27 A / 13,5 A
Massima corrente di cortocircuito di ingresso per ogni MPPT	15,0 A	
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2	
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>(1)</sup>	
<b>Protezioni di ingresso</b>		
Protezione da inversione di polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente	
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - varistore	Sì	
Controllo di isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche sezionatore DC	25 A / 575 V	
<b>Ingresso batteria</b>		
Intervallo di potenza operativa DC	170-575 V	
N° di unità batteria	1, 2, 3	1, 2, 3
Potenza in carica	1.6 kW, 3.2 kW, 4.8 kW	1.6 kW, 3.2 kW, 4.8 kW
Potenza in scarica	2 kW, 3.6 kW, 3.6 kW	2 kW, 4 kW, 5 kW
<b>Uscita</b>		
Tipo di connessione AC alla rete	Monofase	
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{scr} @ \cos\phi=1$ )	3600 W	5000 W <sup>(2)</sup>
Potenza massima AC di uscita ( $P_{sc,max} @ \cos\phi=1$ )	3600 W	5000 W <sup>(2)</sup>
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	3600 VA	5000 VA <sup>(2)</sup>
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{scr}$ )	230 V	
Intervallo di tensione AC di uscita	180...264 V <sup>(3)</sup>	
Massima corrente AC di uscita ( $I_{sc,max}$ )	16 A	22 A
Contributo alla corrente di corto circuito	16 A	22 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz / 60 Hz	
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	45...55 Hz / 55...65 Hz <sup>(4)</sup>	
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (Induttivo/capacitivo)	> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (Induttivo/capacitivo)
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%	
Tipo di connessione AC	Morsettiera a vite	
<b>Protezioni di uscita</b>		
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima protezione da sovracorrente AC	20 A	25 A
Protezione da sovratensione di uscita - varistore	2 (L - N / L - PE)	

INVERTER SOLARI

## ABB PV + Storage

REACT 2

da 3.6 a 5.0 kW



01 REACT 2  
Inverter con storage

La nuova soluzione di accumulo REACT 2, disponibile in taglie di potenza 3.6 e 5.0 kW, ha una delle più alte efficienze presenti nel mercato, garantendo fino al 10% in più rispetto ad altre alternative a bassa tensione.

### Ideale per nuove installazioni e retrofit

Grazie alla possibilità di installazione sul lato AC o DC dell'impianto, REACT 2 è la soluzione ideale sia per nuovi impianti che retrofit su impianti già esistenti, permettendo agli utenti di aumentare il loro autoconsumo e di risparmiare sulle bollette.

### Ampia capacità di accumulo

Con un design modulare, REACT 2 offre un'ampia capacità di accumulo, che varia da 4 a 12 kWh in base al numero di batterie utilizzate e può raggiungere fino al 90% di indipendenza energetica. Il numero di batterie può essere integrato in qualsiasi momento durante il ciclo di vita del prodotto.

### Flessibilità di installazione

Ampia flessibilità di installazione e ottimizzazione degli spazi disponibili grazie alle diverse possibilità di montaggio.

Facile e veloce da installare grazie alla connessione "plug and play", presente sia sul lato inverter che sul lato batteria.

### Connettività e integrazione digitale

La tecnologia a prova di futuro fa di REACT 2

REACT 2 è la soluzione fotovoltaica di accumulo di ABB, che permette di ottimizzare l'energia in eccesso nelle applicazioni residenziali.

la soluzione ideale per le moderne smart home grazie a funzioni di comunicazione avanzate e possibilità di gestione dei carichi domestici.

Le funzionalità di data logger integrate e il trasferimento diretto dei dati a una piattaforma sicura in cloud permettono agli utenti di controllare e monitorare il loro sistema tramite una mobile app dedicata.

Le interfacce di comunicazione avanzate, insieme a un efficiente protocollo di comunicazione Modbus compatibile con Sunspec, consentono una facile integrazione dell'inverter anche con dispositivi di monitoraggio e controllo di terze parti.

### Caratteristiche principali

- Batteria agli ioni di litio per l'accumulo di energia (da 4 a 12 kWh max)
- Fino al 10% più efficiente rispetto ai sistemi a bassa tensione
- Installabile su impianti nuovi o esistenti
- Possibilità di integrare le batterie in qualsiasi momento
- Installazione facile e veloce grazie alla connessione "plug and play"
- Monitoraggio del sistema tramite mobile app dedicata
- Protocollo di comunicazione Modbus SunSpec (TCP/RTU) nativo
- Compatibile con ABB-free@home

# Appendice C

## Datasheet dei cavi solari



Bassa tensione - Energia e cablaggio

HalogenFree

## NPE® SUN H1Z2Z2-K cavo per impianti fotovoltaici

Costruzione e requisiti:	CEI EN 50618
Non propagazione della fiamma:	CEI EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	CEI EN 50525-1
Resistenza raggi UV:	CEI EN 50289-4-17 (A)
Resistenza ozono:	CEI EN 50396
Resistenza alla sollecitazione termica:	CEI EN 60216-1
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/CE



www.latrivenetacavi.com



CE

revisione n° 000 data 21/07/16

### Descrizione

- Conduttore: rame stagnato, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: miscela speciale reticolata HT-PVI (LS0H)
- Guaina: miscela speciale reticolata HT-PVG (LS0H)
- Colore: nero, rosso, blu

LS0H = Low Smoke Zero Halogen

### Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale  $U_0/U$ : 1000/1000 V c.a.  
1500/1500 V c.c.
- Tensione massima  $U_m$ : 1800 V c.c.
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -40°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di sovraccarico: 120°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

### Caratteristiche particolari

Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

### Condizioni di posa

- Temperatura minima di installazione: -25°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 6 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame

### Impiego e tipo di posa

Per applicazioni in impianti fotovoltaici (HD 60364-7-712). Per installazione fissa all'interno e all'esterno. Installazione su murature, passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. I cavi sono adatti per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente a temperatura ambiente 60°C e temperatura del conduttore 120°C		
					1 cavo in aria libera	1 cavo su parete	2 cavi in contatto su parete
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	Ω/km	kg/km	A	A	A
1 x 1,5	1,5	5,4	13,7	32	30	29	24
1 x 2,5	1,9	5,9	8,21	43	41	39	33
1 x 4	2,4	6,6	5,09	60	55	52	44
1 x 6	3,0	7,4	3,39	82	70	67	57
1 x 10	3,9	8,8	1,95	125	98	93	79
1 x 16	5,0	10,1	1,24	185	132	125	107
1 x 25	6,1	12,5	0,795	280	176	167	142
1 x 35	7,3	14,0	0,565	370	218	207	176
1 x 50	8,7	16,3	0,393	520	276	262	221
1 x 70	10,5	18,7	0,277	715	347	330	278
1 x 95	11,9	20,8	0,210	925	416	395	333
1 x 120	13,8	22,8	0,164	1165	488	464	390

Funzionamento per un massimo di 20.000 ore ad una temperatura max del conduttore di 120°C e ad una temperatura max ambiente di 90°C

Coefficienti di correzione per temperature ambiente diverse da 60°C	
Temperatura ambiente (°C)	Coefficiente di correzione
Fino a 60	1,0
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Per installazioni a gruppi i coefficienti di correzione della portata sono riportati nel documento HD 60364-5-52:2011, Tabella B.52.17

# Bibliografia

- [1] Senato della Repubblica & Camera dei deputati, "*Legge di bilancio 2018*".
- [2] F. Spertino, "*Conversione Fotovoltaica dell'energia (dispense)*," 2016.
- [3] M. Schinaia, "*Sistema Autonomo con Generatore Fotovoltaico, Gruppo Elettrogeno, Accumulo Integrato Ibrido ad Idrogeno e a Batterie al Litio: Studio dell'impianto di Cerro Pabellón, Cile*," Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica, Aprile 2018.
- [4] W. G. J. H. M. van Sark, "*Design and Components of Photovoltaic Systems*," Elsevier Ltd, 2012.
- [5] Northern Arizona Wind & Sun, <https://www.solar-electric.com/learning-center/batteries-and-charging/solar-charge-controller-basics.html>.
- [6] V. Salas, W. Suponthana, R.A. Salas, "*Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads*," Applied Energy, Vol. 157, 2015, pp. 195-216.
- [7] DUE ERRE, <https://duerresolar.it/19-termico/prodotti/133-regolatore-di-carica-mppt-o-pwm.html>.
- [8] ABB, "*Quaderni di applicazione tecnica N.10, Impianti fotovoltaici*," 2013.
- [9] MpptSolar, <http://www.mpptsolar.com/it/>.
- [10] L. G. Junior, M. A. G. de Brito, L. P. Sampaio e C. A. Canesin, "*Single stage converters for low power stand-alone and grid-connected PV systems*," 2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2011, pp. 1112-1117.
- [11] Normativa CEI EN 61727.
- [12] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen e F. Blaabjerg, "*A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules*," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, 2005.
- [13] DEVAL, Guida per le connessioni alla rete elettrica di DEVAL, 2012.

- [14] Normativa IEEE 1547.
- [15] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodríguez *"Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems,"* 2011.
- [16] G. Venchi, *"Appunti per il Corso di Impianti di Energia Solare,"* A.A. 2013-2014.
- [17] Normativa CEI 0-21.
- [18] La Bottega dell'Energia, <https://www.bottegaenergia.com/fotovoltaico.html>
- [19] C. Freitas, *"Inverter basics,"* Home Power, Dicembre 2009 - Gennaio 2010.
- [20] Eco Home, <http://www.eco-home.it/>.
- [21] T. Gasco, *"Analisi della generazione fotovoltaica e termo-energetica di un edificio ad alta efficienza energetica,"* Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Dicembre 2018.
- [22] C. Galleri, *"Analisi della generazione fotovoltaica e dei carichi termici ed elettrici di un modulo abitativo ad alta efficienza energetica,"* Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Aprile 2018.
- [23] Bitt Srl, <http://bittsrl.com/component/content/article/9-blog/fotovoltaico/8-esposizione-e-producibilita-di-impianti-fv?Itemid=0>.
- [24] PHILIPS, *"Apparecchi di illuminazione,"* aggiornato al 15 Febbraio 2018.
- [25] Christ ELEKTRONIK, *"Instruction manual Wattmeter CLM1000 Professional Plus,"* Gennaio 2014.
- [26] D. Fontana, *"Optimal management of electrochemical accumulators as a function of the energy balance between the predicted production from photovoltaics and the consumption: a case study,"* A.A. 2017-2018.
- [27] F. Piglione, G. Chicco, *"Sistemi Elettrici Industriali - Parte II,"* Politeko, 2013-2014.
- [28] NihilScio, <https://www.nihilscio.it/Contributi/>.
- [29] P. Di Leo, *"Componenti impiantistici di generatori FV,"* Slides del corso Progettazione di Impianti Elettrici, Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, A.A. 2016-2017.
- [30] INGEGNERIA Elettronica, <http://www.ingegneria-elettronica.com/normative1/guida-elettrotecnica-norme-cei-letteras.html>, 2018.
- [31] Normativa CEI 23-11.

[32] Normativa CEI 64-8.

[33] Normativa CEI-UNEL 35024/1.