



**Politecnico  
di Torino**

Dipartimento Energia “Galileo Ferraris”  
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica  
A.A. 2022/2023  
Sessione di Laurea Marzo 2023

Tesi di Laurea Magistrale

**Misure di efficienza per due impianti fotovoltaici  
connessi alla rete del Politecnico e studio di fattibilità  
per un impianto FV con accumulo**

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Giovanni Grosso

Co-relatori:

Prof. Alessandro Ciocia

Dott. Stefano Schubert



Ringrazio il relatore Prof. Filippo Spertino per la grande disponibilità e per aver certamente contribuito ad accrescere il mio interesse per le energie rinnovabili e, in particolare, gli impianti fotovoltaici, sia in questi mesi di lavoro sia nelle lezioni al terzo anno.

Ringrazio il co-relatore Prof. Alessandro Ciocia per l'altrettanto grande disponibilità nella supervisione del lavoro di tesi e nella preparazione e ricerca del materiale, e per avermi spronato continuamente a dare feedback e non esitare a interagire con i docenti.

Ringrazio il dottorando Stefano Schubert per avermi seguito e aiutato in modo costante durante il lavoro, con preziosi consigli sia per la tesi sia per il futuro.

Ringrazio la mia famiglia per essere sempre stata al mio fianco, seguendo con interesse il mio percorso di studi, dandomi incessantemente la motivazione per continuare e sostenendomi nei momenti di maggiore fatica.

Ringrazio, infine, gli amici, colleghi e compagni che sono stati al mio fianco in questi anni e hanno condiviso con me lo studio, il tempo libero o il volontariato, e su cui so di poter contare nonostante la mia difficoltà (o forse pigrizia!) a mantenere i contatti quando prendiamo strade diverse.



# Sommario

<b>Introduzione</b>	<b>5</b>
<b>1 Componenti degli impianti fotovoltaici</b>	<b>6</b>
<b>1.1 Cella fotovoltaica</b>	<b>6</b>
1.1.1 Proprietà dei semiconduttori	6
1.1.2 Giunzione P-N ed effetto fotovoltaico	8
1.1.3 Struttura della cella fotovoltaica	9
1.1.4 Radiazione solare	9
1.1.5 Tecnologie delle celle fotovoltaiche	15
1.1.6 Modello circuitale della cella	18
1.1.7 Connessioni tra le celle e mismatch	21
<b>1.2 Modulo fotovoltaico</b>	<b>23</b>
1.2.1 Aspetti costruttivi	24
1.2.2 Condizioni operative di riferimento	25
1.2.3 Calcolo dei parametri al variare delle condizioni ambientali	25
1.2.4 Efficienza del modulo	28
1.2.5 Prove di certificazione	29
<b>1.3 Tipologia degli impianti</b>	<b>30</b>
1.3.1 Impianti isolati	30
1.3.2 Impianti connessi alla rete	32
<b>1.4 Inverter fotovoltaici</b>	<b>33</b>
1.4.1 Principio di funzionamento	33
1.4.2 Trasformatore di isolamento	34
1.4.3 Efficienza dell'inverter	35
1.4.4 Tipologie di inverter connessi alla rete	38
<b>1.5 Quadri e dispositivi di protezione e sezionamento</b>	<b>40</b>
1.5.1 Componenti dei quadri lato DC	41
1.5.2 Componenti del quadro lato AC	42
<b>1.6 Scelta dei cavi</b>	<b>42</b>
1.6.1 Cavi di modulo e di stringa	43
1.6.2 Cavi a valle dei quadri di sottocampo	43
<b>1.7 Batterie</b>	<b>43</b>
1.7.1 Principio di funzionamento e parametri caratteristici	43
1.7.2 Batterie piombo-acido	45

1.7.3	Batterie agli ioni di litio _____	47
1.7.4	Sistema di gestione della carica _____	49
<b>2</b>	<b>Aspetti progettuali degli impianti connessi alla rete _____</b>	<b>51</b>
<b>2.1</b>	<b>Configurazioni degli impianti connessi alla rete _____</b>	<b>51</b>
2.1.1	Inverter centralizzato _____	51
2.1.2	Inverter di sottocampo e di stringa _____	52
2.1.3	Inverter multi-stringa _____	52
2.1.4	Inverter di modulo _____	53
2.1.5	Convertitore di modulo _____	53
<b>2.2</b>	<b>Dimensionamento dell'inverter _____</b>	<b>53</b>
2.2.1	Scelta della potenza nominale _____	53
2.2.2	Scelta del livello di tensione _____	54
2.2.3	Scelta della massima corrente _____	55
<b>2.3</b>	<b>Dimensionamento dei cavi _____</b>	<b>56</b>
2.3.1	Scelta della tensione nominale _____	56
2.3.2	Scelta della sezione _____	56
2.3.3	Dimensionamento del cavo AC _____	57
<b>2.4</b>	<b>Dimensionamento delle protezioni _____</b>	<b>58</b>
2.4.1	Protezioni lato DC _____	58
2.4.2	Protezioni lato AC _____	60
2.4.3	Protezioni contro i contatti indiretti _____	60
<b>2.5</b>	<b>Protezioni contro sovratensioni _____</b>	<b>64</b>
2.5.1	LPS e scaricatori di sovratensioni _____	64
2.5.2	Impianti FV installati sul tetto di edifici senza LPS _____	66
2.5.3	Impianti FV installati sul tetto di edifici con LPS _____	67
2.5.4	Impianti FV installati a terra _____	68
<b>2.6</b>	<b>Sicurezza antincendio degli impianti FV _____</b>	<b>69</b>
2.6.1	Origini e frequenza degli incendi dovuti agli impianti FV _____	69
2.6.2	Rischi e misure di sicurezza per i Vigili del Fuoco _____	72
<b>3</b>	<b>Calcolo del rendimento globale in diverse configurazioni d'impianto _____</b>	<b>79</b>
<b>3.1</b>	<b>Definizione del PR e del rendimento globale _____</b>	<b>79</b>
<b>3.2</b>	<b>Calcolo della radiazione su superfici inclinate _____</b>	<b>81</b>
3.2.1	Misura dell'irradianza _____	81
3.2.2	Angoli solari _____	82
3.2.3	Riporto dell'irradianza sulla superficie inclinata _____	87
<b>3.3</b>	<b>Introduzione al primo caso studio _____</b>	<b>89</b>
3.3.1	Caratteristiche degli impianti in esame _____	89

3.3.2	Monitoraggio della produzione _____	89
3.3.3	Monitoraggio della radiazione solare _____	95
<b>3.4</b>	<b>Panoramica dei risultati del monitoraggio _____</b>	<b>99</b>
3.4.1	Irradianza e produzione _____	99
3.4.2	Rendimento globale _____	101
<b>3.5</b>	<b>Analisi del rendimento globale nei giorni soleggiati _____</b>	<b>102</b>
3.5.1	Rendimento nelle ore centrali _____	107
3.5.2	Durata della produzione e rendimento nelle ore ombreggiate _____	111
3.5.3	Durata della fascia centrale _____	123
<b>3.6</b>	<b>Stima della potenza teorica e delle perdite per effetto dell'ombra _____</b>	<b>124</b>
<b>4</b>	<b>Analisi dei componenti degli impianti monitorati _____</b>	<b>134</b>
<b>4.1</b>	<b>Componenti degli impianti in esame _____</b>	<b>134</b>
4.1.1	Impianto con inverter centralizzato _____	134
4.1.2	Impianto con inverter di modulo _____	141
<b>4.2</b>	<b>Analisi della scelta dei componenti e verifica del dimensionamento _____</b>	<b>146</b>
4.2.1	Analisi dei componenti dell'impianto con inverter centralizzato _____	146
4.2.2	Verifica del dimensionamento dell'impianto con inverter centralizzato _____	147
4.2.3	Analisi dei componenti dell'impianto con inverter di modulo _____	149
4.2.4	Verifica del dimensionamento dell'impianto con inverter di modulo _____	150
<b>5</b>	<b>Studio di fattibilità per ottimizzare l'autosufficienza energetica del Politecnico _____</b>	<b>151</b>
<b>5.1</b>	<b>Modelli energetici ed economici _____</b>	<b>151</b>
5.1.1	Modello della generazione _____	151
5.1.2	Modello della batteria _____	153
5.1.3	Modello economico _____	157
<b>5.2</b>	<b>Criteri di dimensionamento dell'impianto _____</b>	<b>159</b>
5.2.1	Analisi del carico elettrico _____	159
5.2.2	Impianti FV preesistenti nel sito _____	162
5.2.3	Parametri energetici ed economici _____	162
<b>5.3</b>	<b>Dimensionamento della generazione e dell'accumulo _____</b>	<b>164</b>
5.3.1	Caso 1: impianti FV preesistenti, senza accumulo _____	164
5.3.2	Caso 2: potenza di riferimento, senza accumulo _____	166
5.3.3	Caso 3: potenza e capacità di riferimento _____	168
5.3.4	Caso 4: soluzione di compromesso a bassa immissione _____	170
5.3.5	Caso 5: produzione sottodimensionata, senza accumulo _____	172
5.3.6	Confronto dei parametri energetici ed economici _____	173
5.3.7	Analisi di sensitività della convenienza economica _____	175
<b>5.4</b>	<b>Analisi energetica nel caso 4 _____</b>	<b>177</b>

---

5.4.1	Esempio 1: giorno lavorativo con cielo sereno _____	177
5.4.2	Esempio 2: giorno lavorativo con cielo parzialmente coperto _____	180
5.4.3	Esempio 3: giorno lavorativo con cielo molto coperto _____	182
5.4.4	Esempio 4: giorno festivo con cielo sereno _____	183
5.4.5	Analisi degli scambi con la rete _____	185
<b>5.5</b>	<b>Progetto preliminare di un impianto modulare _____</b>	<b>187</b>
5.5.1	Considerazioni sullo schema d'impianto _____	187
5.5.2	Dimensionamento dei moduli e dell'inverter _____	188
5.5.3	Dimensionamento dei cavi _____	189
5.5.4	Dimensionamento delle batterie _____	191
5.5.5	Dimensionamento delle protezioni _____	193
5.5.6	Verifica del dimensionamento con software i-Project _____	195
<b>Conclusione</b>	_____	<b>197</b>
<b>Riferimenti</b>	_____	<b>199</b>
<b>Indice delle figure</b>	_____	<b>201</b>
<b>Indice delle tabelle</b>	_____	<b>212</b>

## Introduzione

Il crescente utilizzo di fonti di energia rinnovabili negli ultimi anni si deve sia all'aumento della domanda energetica sia alla necessità di ridurre il consumo di energia da combustibili fossili, in quanto fonti energetiche destinate a esaurirsi (non rinnovabili) e dall'elevato impatto ambientale che ha fortemente contribuito, negli anni, al cambiamento climatico ancora oggi in corso.

La produzione di energia elettrica dall'energia solare tramite gli impianti fotovoltaici (FV) è una tecnologia in continuo sviluppo, che ha visto negli ultimi decenni un progressivo miglioramento dell'efficienza energetica e della convenienza economica. La struttura intrinsecamente modulare di tali impianti li rende facilmente adattabili alle diverse utenze elettriche, con la possibilità di realizzare sia piccoli impianti per l'alimentazione di utenze domestiche sia impianti più estesi per applicazioni industriali e terziarie, favorendo il consumo locale dell'energia prodotta e il risparmio energetico ed economico degli utenti.

Questa tesi analizza diversi aspetti degli impianti fotovoltaici connessi alla rete, proponendo due capitoli introduttivi di presentazione dei principali componenti e degli aspetti progettuali di tali impianti, seguiti da due casi studio distinti.

Il primo caso studio consiste in misure sperimentali della radiazione solare e della potenza prodotta da due impianti di piccola taglia con diverse configurazioni progettuali (inverter centralizzato e inverter di modulo), al fine di valutare il rendimento globale di ciascun impianto e confrontare le prestazioni delle due configurazioni, tenendo conto dell'invecchiamento dei componenti, prossimi al termine del ciclo di vita utile, e dell'intermittenza della produzione dovuta alle ombre proiettate sui moduli e alle condizioni meteorologiche.

Il secondo caso studio, di tipo progettuale, riguarda la pianificazione a lungo termine della generazione fotovoltaica, affiancata da un sistema di accumulo elettrochimico, nel campus "Sede Centrale – Cittadella Politecnica" del Politecnico di Torino, con l'obiettivo di massimizzare l'autosufficienza energetica e ottenere un adeguato ritorno dell'investimento. Questi parametri sono calcolati tramite un modello su Excel che permette di stimare la produzione fotovoltaica e gli scambi di energia con il sistema di accumulo e la rete nel corso dell'anno al variare della potenza di generazione e della capacità di accumulo installate, grazie alla disponibilità dei dati storici della stazione meteo e dei consumi elettrici del campus. Dopo un'analisi di alcuni casi di interesse e la presentazione di alcuni profili di produzione e carico giornalieri, viene proposta una possibile soluzione di dimensionamento del sistema di generazione e accumulo, supponendo una struttura modulare che permetta un'installazione graduale e una possibile espansione futura.

# Capitolo 1

## 1 Componenti degli impianti fotovoltaici

Questo primo capitolo presenta lo stato dell'arte degli impianti fotovoltaici (FV), con particolare riferimento ai componenti che li costituiscono e ai relativi parametri caratteristici e tecnologie. [1] [2] [3] [4] [5]

### 1.1 Cella fotovoltaica

La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica, componente elementare dell'impianto. La cella è costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore, nella maggior parte dei casi silicio, che esposto alla luce solare permette l'interazione tra i fotoni della radiazione luminosa e gli elettroni del materiale, fenomeno noto appunto come effetto fotovoltaico.

#### 1.1.1 Proprietà dei semiconduttori

Nella struttura atomica dei materiali, i livelli di energia posseduti dagli elettroni, misurati in elettronvolt (eV), rientrano in specifici intervalli definiti bande energetiche. In particolare, le bande corrispondenti ai livelli energetici più alti sono:

- Banda di valenza, quella con più alta energia occupata parzialmente o totalmente da elettroni;
- Banda di conduzione, che può essere occupata da elettroni liberi di muoversi;
- Banda proibita (*energy gap*), intermedia tra le bande di valenza e conduzione, che non può essere occupata da elettroni.

La struttura elettronica a bande influenza le proprietà elettriche del materiale, in base alle quali si distinguono materiali (Figura 1-1):

- Conduttori, in cui la banda proibita è molto piccola e gli elettroni hanno sufficiente energia per superarla e portarsi in conduzione;
- Isolanti, caratterizzati da una banda proibita molto ampia che impedisce agli elettroni di raggiungere la banda di conduzione;
- Semiconduttori, con una banda proibita di ampiezza intermedia tra conduttori e isolanti, generalmente 1÷2 eV.

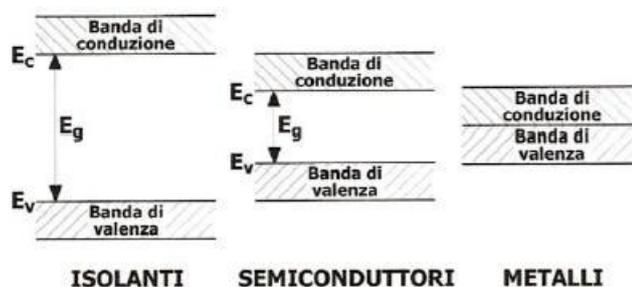


Figura 1-1: Bande di valenza, proibita e di conduzione nei materiali. [4]

Per analizzare nel dettaglio le proprietà dei semiconduttori, indispensabili per comprendere il funzionamento della cella fotovoltaica, verrà preso come esempio il silicio.

Gli atomi di silicio sono tetravalenti, ossia presentano quattro elettroni di valenza e formano legami con altrettanti atomi vicini, condividendo con ciascuno un elettrone di valenza, ottenendo così una struttura cristallina stabile. Sotto l'azione di radiazioni elettromagnetiche o del calore, un elettrone coinvolto nel legame può ricevere un'energia sufficiente a superare la banda proibita e portarsi in conduzione, lasciando nel reticolo cristallino uno spazio in corrispondenza dell'elettrone rimasto spaiato (lacuna). Elettroni liberi e lacune sono detti portatori di carica, rispettivamente, negativa e positiva, e possono spostarsi in direzioni opposte sotto l'azione di un campo elettrico esterno, conducendo una corrente elettrica: il materiale, in questo caso, si comporta da semiconduttore intrinseco. Poiché è necessario un campo elettrico esterno per assicurare la conduzione, il semiconduttore intrinseco non è in grado di produrre energia elettrica.

In alternativa, le proprietà conduttive del silicio possono essere modificate agendo sul numero di portatori di carica liberi attraverso l'introduzione di impurità atomiche, ovvero atomi con un numero di elettroni di valenza superiore o inferiore a quello del silicio (Figura 1-2). Il processo è definito drogaggio (*doping*), e il materiale è detto semiconduttore estrinseco o drogato. In base alle impurità introdotte, il drogaggio può essere:

- Di tipo N, se vengono introdotti atomi con più elettroni di valenza: nel caso del silicio, si usano spesso atomi di fosforo, che hanno 5 elettroni di valenza e possono formare legami con 4 atomi di silicio circostanti, lasciando un elettrone non coinvolto nei legami;
- Di tipo P, se vengono introdotti atomi con meno elettroni di valenza: nel silicio di tipo P si usano tipicamente atomi di boro, con 3 elettroni di valenza, che possono formare legami con solo 3 dei 4 atomi di silicio circostanti, lasciando il quarto con un elettrone spaiato e formando una lacuna.

In entrambi i casi, i portatori di carica liberi possono muoversi nel reticolo cristallino per diffusione: gli elettroni in eccesso sono effettivamente liberi di muoversi, mentre le lacune possono essere occupate dagli elettroni degli atomi vicini, che lasciano una nuova lacuna in un altro punto del

reticolo. Tuttavia, nel semiconduttore drogato di tipo P o N a sé stante i portatori di carica non hanno una direzione preferenziale di movimento.

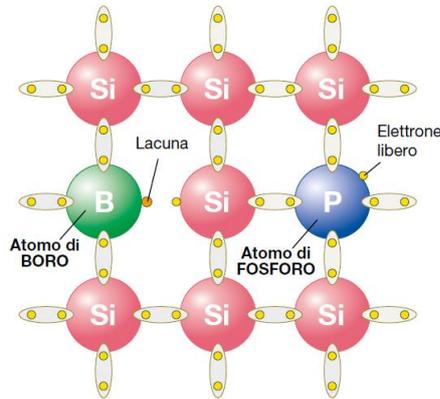


Figura 1-2: Struttura atomica del silicio drogato di tipo P (sinistra) e di tipo N (destra). [2]

### 1.1.2 Giunzione P-N ed effetto fotovoltaico

Unendo uno strato di semiconduttore drogato di tipo P e uno di tipo N, si ottiene la giunzione P-N. In corrispondenza della giunzione, gli elettroni liberi nello strato N diffondono verso lo strato P e occupano le lacune più vicine, formando in prossimità della giunzione una zona priva di portatori di carica liberi, detta regione di svuotamento. In tale regione è presente un accumulo di carica negativa nello strato P (eccesso di elettroni che occupano le lacune) e positiva nello strato N (mancanza degli elettroni liberi, che si sono spostati nello strato P): questo genera un campo elettrico di giunzione che si oppone alla diffusione di ulteriori portatori di carica fino a interromperla.

Quando una giunzione P-N molto sottile è esposta alla luce solare, la radiazione è in grado di raggiungere la regione di svuotamento. Se gli elettroni ricevono sufficiente energia dai fotoni, possono portarsi in banda di conduzione e rompere i legami atomici, formando coppie elettrone-lacuna libere. Il fenomeno è definito effetto fotovoltaico, e si verifica se è soddisfatta la relazione:

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

Dove  $h$  è la costante di Planck,  $f$  la frequenza del fotone,  $c$  la velocità della luce,  $\lambda$  la lunghezza d'onda del fotone ed  $E_g$  l'energia della banda proibita del materiale.

Per effetto del campo di giunzione, dalla regione di svuotamento gli elettroni migrano verso lo strato N e le lacune verso lo strato P; una volta superata la regione di svuotamento, i portatori di carica non vi possono rientrare perché respinti dallo stesso campo di giunzione, ma possono muoversi per diffusione nei rispettivi strati, generando una differenza di potenziale positiva tra lo strato P e lo strato N. Collegando la giunzione tramite un conduttore a un circuito elettrico esterno, inizia a fluire una corrente elettrica uscente dallo strato P ed entrante nello strato N: la giunzione si comporta quindi da generatore elettrico (cella fotovoltaica).

### 1.1.3 Struttura della cella fotovoltaica

Le celle fotovoltaiche più comuni sono realizzate con una giunzione P-N in silicio monocristallino o policristallino, con uno spessore di circa 0,3 mm. Lo strato N è molto sottile ed esposto alla luce solare, lo strato P occupa la maggior parte dello spessore e si trova nella parte posteriore della cella. Ciascuno strato è a contatto con un elettrodo per collegare la cella al circuito elettrico: l'elettrodo posteriore (positivo, sullo strato P) occupa l'intera superficie della cella, mentre l'elettrodo frontale (negativo, sullo strato N) presenta una struttura molto sottile a griglia o ad albero per permettere il passaggio di più luce possibile nella giunzione.

La conversione fotovoltaica di energia è soggetta a diversi fattori di perdita e presenta quindi un'efficienza molto limitata, benché in continuo aumento con l'evoluzione della tecnologia fotovoltaica: nelle celle più performanti attualmente in commercio, circa il 15÷20% dell'energia solare che le attraversa viene convertito in energia elettrica. In primo luogo, lo spettro solare comprende un ampio range di lunghezze d'onda, ma, come visto nella relazione (1-1), solo i fotoni con energia sufficiente possono formare delle coppie elettrone-lacuna; inoltre, i fotoni con energia maggiore della banda proibita hanno un surplus di energia che viene perso nella formazione della coppia elettrone-lacuna. Questi fattori contribuiscono alla perdita di oltre metà dell'energia che attraversa la cella. Altri importanti fattori di perdita sono:

- La riflessione e l'ombreggiamento dell'elettrodo frontale;
- La ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna più lontane dalla regione di svuotamento, che risentono meno dell'effetto del campo di giunzione e non vengono separate, dissipando così l'energia dei fotoni che le hanno formate;
- La resistenza interna degli elettrodi, che comporta una dissipazione di parte dell'energia per effetto Joule.

### 1.1.4 Radiazione solare

L'energia sfruttata dagli impianti fotovoltaici è prodotta dall'attività del nucleo solare: in esso avvengono continuamente reazioni di fusione nucleare in cui l'idrogeno viene convertito in elio, rilasciando energia in forma di radiazione elettromagnetica. Il fenomeno è dovuto al difetto di massa dei nuclei prodotti rispetto ai nuclei reagenti, che viene convertito in energia secondo la relazione:

$$E = mc^2 \tag{1-2}$$

Si è calcolato che il Sole, per effetto delle reazioni di fusione nucleare, perde ogni secondo una massa di circa  $4,5 \cdot 10^9$  kg, che in base alla (1-2) viene convertita in energia, ottenendo una potenza emessa dal Sole di  $4 \cdot 10^{26}$  W.

*Irradianza extra-atmosferica ed effetto sulla Terra*

A causa dell'elevata distanza tra il Sole e la Terra (in media  $1,496 \cdot 10^{11}$  m), soltanto una piccola parte dell'energia emessa dal Sole raggiunge l'atmosfera terrestre. L'irradianza, ossia la densità di potenza incidente su un'area unitaria, all'esterno dell'atmosfera terrestre assume un valore medio di  $1367 \text{ W/m}^2$ , noto come costante solare. Essa viene calcolata dividendo la potenza emessa dal Sole  $P_S$  per l'area di una sfera di raggio pari alla distanza media tra il Sole e la Terra  $r_{ST}$ :

$$G_{sc} = \frac{P_S}{4\pi r_{ST}^2} \quad (1-3)$$

La costante solare è uguale all'integrale dei contributi di potenza di tutte le lunghezze d'onda dello spettro della radiazione solare:

$$G_{sc} = \int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} g(\lambda) d\lambda \quad (1-4)$$

Dove  $g(\lambda)$  è la distribuzione spettrale della radiazione solare [ $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{nm})$ ], rappresentata in Figura 1-3, e  $\lambda_{min}$  e  $\lambda_{max}$  sono, rispettivamente, la minima e massima lunghezza d'onda dello spettro [nm]. La distribuzione spettrale  $g(\lambda)$  può inoltre essere approssimata con lo spettro di emissione di un corpo nero a circa 5800 K, espressa dalla legge di Planck.

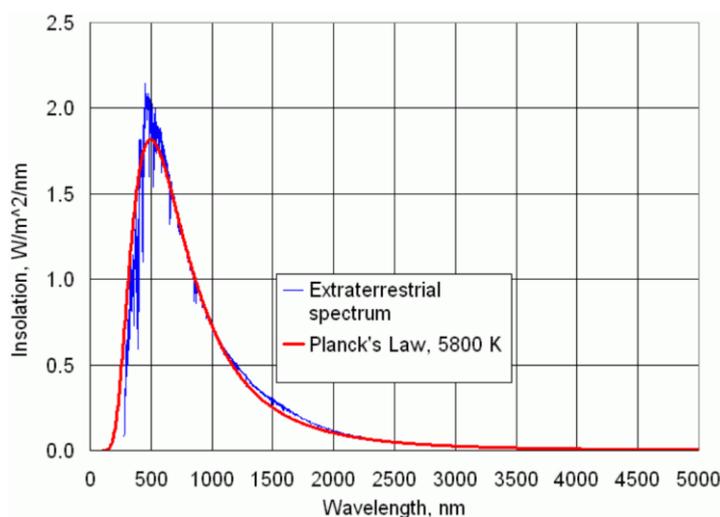


Figura 1-3: Distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica (curva blu) e confronto con l'approssimazione del corpo nero (curva rossa). [6]

Poiché l'orbita terrestre è ellittica, la potenza specifica effettivamente incidente sull'esterno dell'atmosfera terrestre, detta irradianza extra-atmosferica, varia durante l'anno con uno scostamento massimo del  $\pm 3\%$  dalla costante solare. In particolare, come rappresentato in Figura 1-4, si ha la massima irradianza al solstizio d'inverno dell'emisfero boreale, quando la Terra si trova alla minima

distanza dal Sole (perielio) e la minima irradianza al solstizio d'estate dello stesso emisfero, quando la Terra si trova alla massima distanza dal Sole (afelio).

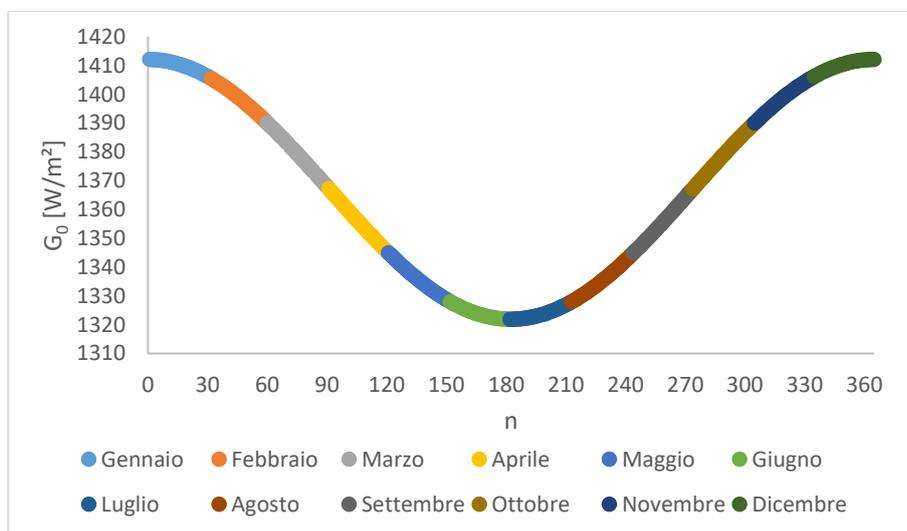


Figura 1-4: Grafico dell'irradianza extra-atmosferica nel corso dell'anno.

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera, parte di essa viene riflessa o assorbita dai gas atmosferici; la radiazione che prosegue è parzialmente diffusa dall'aria e dalla polvere. In tal modo, la radiazione assorbita dalla superficie terrestre risulta piuttosto attenuata rispetto a quella extra-atmosferica.

La radiazione incidente su una generica superficie è quindi suddivisa in tre componenti (Figura 1-5):

- Radiazione diretta  $G_b$ , non deviata dall'atmosfera;
- Radiazione diffusa  $G_d$ , deviata dai gas atmosferici e dalla polvere;
- Radiazione riflessa dal terreno e dalle superfici circostanti  $G_r$ .

I contributi di radiazione diretta e diffusa all'irradianza sulla superficie dipendono principalmente dalle condizioni meteorologiche: a cielo coperto, la radiazione è prevalentemente diffusa, mentre a cielo sereno il contributo maggiore è dato dalla radiazione diretta. La radiazione riflessa dà un contributo aggiuntivo che dipende dalla capacità del terreno e delle superfici vicine di riflettere la radiazione solare, espressa dal coefficiente di albedo  $\rho$  di cui sono riportati i valori per alcuni terreni in Tabella 1-1.



Figura 1-5: Radiazione diretta, diffusa e riflessa. [4]

Tabella 1-1: Valori tipici del coefficiente di albedo. [2]

Superficie	Albedo
Strade sterrate	0,04
Superfici acquose	0,07
Asfalto invecchiato	0,1
Tetti o terrazzi in bitume	0,13
Erba secca	0,2
Pietrisco	0,2
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Erba verde	0,26
Superfici scure di edifici	0,27
Superfici chiare di edifici	0,6
Neve	0,75

L'irradianza sulla superficie considerata è quindi la somma dei tre contributi:

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (1-5)$$

#### *Massa d'aria*

L'irradianza e la distribuzione spettrale della radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre dipendono dall'angolo tra raggi solari e l'orizzonte, detto angolo di altezza solare  $\alpha_s$ , che varia durante la giornata e nel corso dell'anno. Quando la radiazione è perpendicolare alla superficie terrestre, quindi con un'altezza solare di  $90^\circ$  (Sole allo zenit), essa percorre la minima distanza attraverso l'atmosfera. Se l'altezza solare è inferiore a  $90^\circ$ , il percorso nell'atmosfera è più lungo e aumentano la riflessione e l'assorbimento della radiazione da parte dei gas atmosferici, riducendo di conseguenza l'irradianza sulla superficie terrestre. Il fattore di massa d'aria AM esprime lo spessore di atmosfera che la radiazione deve attraversare al variare dell'altezza solare in rapporto allo spessore che attraversa con il Sole allo zenit (Figura 1-6), e si può calcolare in modo approssimato come:

$$AM = \frac{1}{\sin \alpha_s} = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (1-6)$$

Dove  $\theta_z$  è l'angolo di zenit, pari all'angolo tra i raggi solari e la perpendicolare all'orizzonte e complementare dell'angolo di altezza solare.

Con il Sole allo zenit si ha  $AM=1$ . Questa condizione corrisponde all'altezza solare a mezzogiorno degli equinozi all'Equatore. La radiazione extra-atmosferica è indicata come  $AM=0$  e viene considerata per le celle fotovoltaiche dei satelliti. In base al fattore di massa d'aria, la radiazione incidente sulla superficie considerata avrà una diversa distribuzione spettrale e una diversa intensità (Figura 1-7).

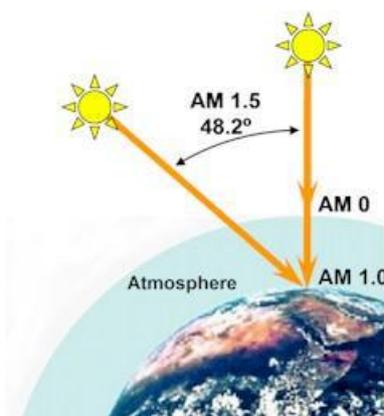


Figura 1-6: Rappresentazione schematica dell'angolo di zenit e del concetto di massa d'aria. [4]

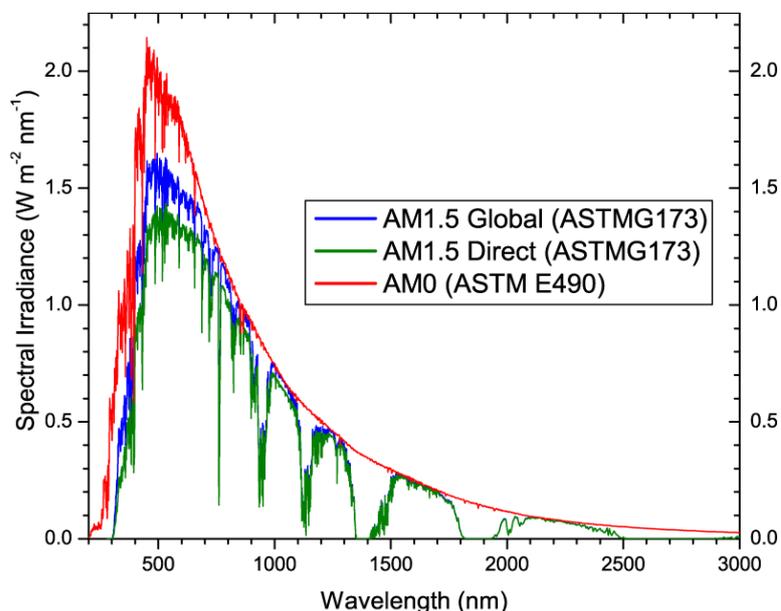


Figura 1-7: Distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica (AM=0) e atmosferica (globale e diretta) con AM=1,5. [6]

### *Posizione del Sole e radiazione sul piano inclinato*

Per valutare l'irradianza e l'energia producibile da un impianto fotovoltaico, è necessario conoscere il percorso del Sole durante la giornata e la sua variazione nel corso dell'anno. La posizione del Sole può essere individuata da due coordinate angolari: l'altezza solare  $\alpha_s$ , già trattata, e l'angolo di azimut  $\gamma_s$ , che esprime l'orientamento del sole in un dato istante prendendo come riferimento il sud ( $0^\circ$ ) e indicando con un angolo positivo un orientamento verso ovest e con angolo negativo verso est.

Come si è visto, l'irradianza sulla superficie terrestre è massima con il Sole allo zenit. Per massimizzare l'irradianza su una superficie generica su cui si intendesse installare un impianto fotovoltaico, essa dovrebbe essere in ogni istante orientata e inclinata in modo che la radiazione incida perpendicolarmente su di essa. Ovviamente, nella maggior parte dei casi la superficie di installazione è fissa (per esempio, il tetto di un edificio) ed è soggetta a una posizione del Sole variabile nel tempo

## Capitolo 1

e quindi a un'irradianza non sempre massimizzata. Pertanto, per valutare la fattibilità di un impianto FV su una superficie preesistente oppure l'orientamento e l'inclinazione ottimale, bisogna analizzare l'energia specifica totale che incide sulla superficie in un anno al variare dell'orientamento (angolo di azimut) e dell'inclinazione (angolo di *tilt*) della superficie stessa. Tale energia specifica, detta irradiazione o irraggiamento  $H$  e misurata in kWh/m<sup>2</sup>, è pari all'integrale su tutto l'anno dell'irradianza sulla superficie. L'irraggiamento annuo in Italia è rappresentato in Figura 1-8.

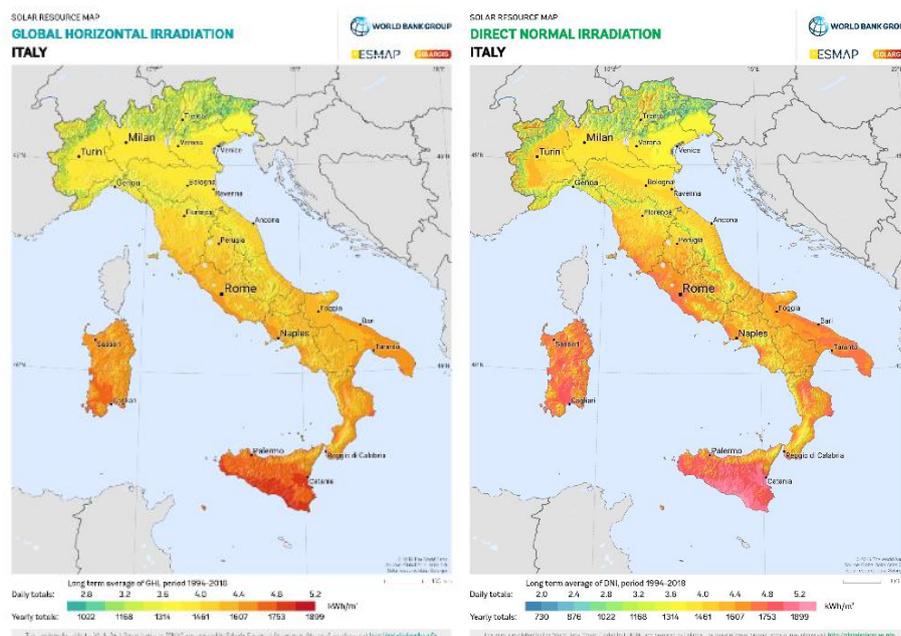


Figura 1-8: Irraggiamento globale sul piano orizzontale e sul piano normale ai raggi solari in Italia. [7]

Dai diagrammi di irraggiamento annuo (Tabella 1-2) si ricavano, per una data posizione geografica, l'orientamento e l'inclinazione ottimale di installazione del generatore fotovoltaico.

Tabella 1-2: Irraggiamento annuo normalizzato rispetto al piano orizzontale per il Nord Italia (latitudine 44°). [2]

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	±15°	±30°	±45°	±90° (est/ovest)
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	1,07	1,06	1,06	1,04	0,99
15°	1,09	1,09	1,07	1,06	0,98
20°	1,11	1,10	1,09	1,07	0,96
30°	1,13	1,12	1,10	1,07	0,93
40°	1,12	1,11	1,09	1,05	0,89
50°	1,09	1,08	1,05	1,02	0,83
60°	1,03	0,99	0,96	0,93	0,77
70°	0,95	0,95	0,93	0,89	0,71
90°	0,74	0,74	0,73	0,72	0,57

### 1.1.5 Tecnologie delle celle fotovoltaiche

Il silicio cristallino è il materiale semiconduttore di maggiore impiego nella produzione di celle fotovoltaiche. Il silicio è infatti, dopo l'ossigeno, il secondo elemento più abbondante nella crosta terrestre, dove può essere trovato prevalentemente in forma di silicati e quarzo. Per le celle fotovoltaiche è richiesto un silicio con grado di purezza estremamente elevato, noto come silicio di grado solare. Poiché quest'ultimo ha un grado di purezza inferiore a quello del silicio per dispositivi elettronici, l'industria fotovoltaica può sfruttare come materia prima gli scarti di silicio dell'industria elettronica; tuttavia, con la rapida crescita della produzione fotovoltaica negli ultimi decenni, il surplus di silicio di grado elettronico è diventato insufficiente a soddisfare la domanda e sono stati sviluppati alcuni processi di purificazione del silicio dedicati alla produzione di silicio di grado solare. Esistono tre tecnologie di celle fotovoltaiche basate sul silicio, che si distinguono per struttura cristallina, lavorazione, forma, dimensioni ed efficienza:

- Celle al silicio monocristallino (m-Si);
- Celle al silicio policristallino (p-Si);
- Celle al silicio amorfo (a-Si).

Mentre i primi due tipi di celle hanno uno spessore di 0,2÷0,3 mm e si realizzano con processi di cristallizzazione lenti e ad alte temperature (fino a 1500°C), le celle in silicio amorfo sono costituite da uno strato molto più sottile che viene depositato su un substrato di vetro o metallo a temperature molto più basse (200÷250°C): esse appartengono infatti alle tecnologie dei film sottili, ottenute da materiali semiconduttori con elevata capacità di assorbimento della luce, tale da permettere di realizzare strati di semiconduttore con spessore dell'ordine dei  $\mu\text{m}$ . Oltre al silicio amorfo, i film sottili possono essere realizzati in materiali alternativi al silicio, quali selenuro di rame e indio (CIS), tellururo di cadmio (CdTe) e solfuro di cadmio (CdS).

#### *Produzione del silicio di grado solare*

Il quarzo, costituito da diossido di silicio o silice ( $\text{SiO}_2$ ), è il minerale più utilizzato nella produzione di silicio: per separare il silicio dall'ossigeno, il quarzo viene riscaldato insieme a carbone o grafite in una fornace ad arco elettrico a una temperatura di 1800÷2000°C, superiore al punto di fusione del quarzo. Il carbonio riduce la silice, ottenendo monossido di carbonio e il cosiddetto silicio metallurgico, con una purezza del 98÷99%. Per ottenere il livello di purezza maggiore richiesto nelle celle fotovoltaiche, il silicio metallurgico, dopo essere stato polverizzato, viene fatto reagire con acido cloridrico gassoso per formare idrogeno e triclorosilano. I due gas vengono quindi soffiati in un reattore Siemens, al cui interno si trovano sottili barre di silicio ad alta purezza, riscaldate tra 1000 °C e 1200 °C. In un lento processo di deposizione chimica di vapore (*Chemical Vapour Deposition*, CVD), il silicio liberato dal triclorosilano si deposita sulle barre. Un processo alternativo utilizza un reattore a letto fluido in cui vengono introdotte particelle di silicio e la corrente gassosa di idrogeno e triclorosilano. A 1000°C il silicio del triclorosilano si deposita sulle particelle, formando granuli di silicio che cadono sul fondo del reattore. Il silicio ad alta purezza così formato è un silicio policristallino di grado solare (polisilicio).

### *Celle al silicio monocristallino*

Il silicio monocristallino è il materiale più usato per le celle fotovoltaiche, poiché si tratta della tecnologia a maggiore efficienza (attualmente fino al 23%), nonostante il costo elevato dovuto ai lunghi processi di cristallizzazione e lavorazione.

Il materiale è realizzato con il processo Czochralski: il materiale di partenza policristallino (polisilicio) viene fuso in un crogiolo di quarzo. Un nocciolo cristallino orientato in una direzione definita viene immerso nel silicio fuso, poi lentamente estratto con un moto rotatorio. Si sviluppa così un monocristallo in forma di lingotto cilindrico, che viene tagliato per formare barre semirotonde o quadrate, che vengono poi tagliate con seghe a filo in fette (wafer) con uno spessore di circa  $0,2 \div 0,3$  mm. Il materiale scartato nel taglio dei lingotti viene fuso nuovamente per un nuovo processo di cristallizzazione. I wafer vengono quindi trattati superficialmente (*texturing*) per ridurre le perdite per riflessione sulla superficie frontale. La formazione della giunzione P-N avviene tramite un primo drogaggio di tipo P con boro e una successiva esposizione al fosforo gassoso ad alte temperature, processo in cui le impurità di fosforo diffondono sulla superficie frontale formando uno strato molto sottile con drogaggio di tipo N. Quindi, vengono applicati gli elettrodi frontali e posteriori.

### *Celle al silicio policristallino*

Il silicio policristallino ha un costo minore derivante dalla semplificazione del processo di cristallizzazione, ma un'efficienza più bassa dovuta alla struttura cristallina irregolare, con una maggiore probabilità di ricombinazione dei portatori di carica in corrispondenza dei bordi dei grani.

La realizzazione del silicio policristallino segue un processo di *block casting*: il polisilicio viene fuso in un crogiolo di quarzo, drogato con boro e versato in una forma rettangolare. Mediante un raffreddamento controllato, il silicio solidifica uniformemente in una direzione, ottenendo così una cristallizzazione a strati con grani cristallini molto grandi, da pochi millimetri a diversi centimetri. I cristalli vengono quindi tagliati in lingotti a base quadrata, che vengono a loro volta tagliati in wafer. Come per il silicio monocristallino, gli scarti del taglio dei lingotti vengono fusi nuovamente. Nel wafer si forma poi la giunzione P-N tramite diffusione gassosa del fosforo e si applicano uno strato antiriflesso sulla superficie frontale e gli elettrodi.

### *Celle al silicio amorfo*

La principale tecnologia a film sottile è il silicio amorfo. A differenza del silicio cristallino, quello amorfo presenta un reticolo irregolare con atomi che non si legano ai quattro adiacenti, ma lasciano alcuni legami liberi: questi possono essere occupati da atomi di idrogeno attraverso un processo di idrogenazione, di durata minore e a temperature più basse rispetto ai processi di cristallizzazione e di conseguenza con un minore consumo di energia. Il silicio amorfo idrogenato (a-Si:H) viene formato in un reattore al plasma mediante deposizione chimica in fase gassosa di silano gassoso ( $\text{SiH}_4$ ) su un foglio di materiale plastico o metallico. Il plasma si forma applicando una tensione ad alta frequenza al reattore, e il processo avviene a una temperatura da  $200^\circ\text{C}$  a  $250^\circ\text{C}$ .

Il drogaggio si effettua miscelando al silano gas contenenti gli elementi droganti, sia per lo strato P sia per lo strato N. A causa della limitata lunghezza di diffusione del silicio idrogenato drogato, i portatori di carica liberi in una giunzione diretta P-N si ricombinano facilmente e impediscono di generare energia. Pertanto, si interpone uno strato intrinseco I, con una maggiore durata dei portatori di carica, tra i due strati drogati P ed N (giunzione P-I-N): nello strato intrinseco viene assorbita la luce e si formano le coppie elettrone-lacuna, mentre gli strati P ed N creano il campo elettrico che separa i portatori di carica rilasciati.

Le celle amorfe hanno un'efficienza piuttosto bassa rispetto alle celle cristalline; tale efficienza, inoltre, è soggetta a un calo del 20-30% del valore iniziale durante i primi mesi di funzionamento a causa della degradazione indotta dalla luce. Per aumentare l'efficienza, si possono impilare più giunzioni P-I-N una sopra l'altra, ottenendo una cella multigiunzione: le configurazioni tipiche prevedono due giunzioni sovrapposte (cella tandem) o tre (cella tripla). In questo modo, ciascuna giunzione può essere ottimizzata per una diversa banda dello spettro solare, per esempio mescolando il germanio. (a-SiGe). Inoltre, nelle celle impilate gli strati I sono più sottili e meno affetti dalla degradazione dovuta alla luce.

### *Film sottili in materiali alternativi al silicio*

Il processo di produzione di film sottili in altri materiali non differisce sostanzialmente da quello del silicio amorfo, poiché consiste sempre nella depositazione del semiconduttore, generalmente in forma di una miscela di gas, su un supporto in vetro, polimerico o metallico, a temperature tipiche non superiori ai 500÷600°C. Sono stati sviluppati diversi materiali con l'obiettivo di aumentare l'efficienza e ridurre i problemi di degradazione e i costi rispetto al silicio amorfo.

Tra le tecnologie alternative al silicio, una delle più promettenti è il tellururo di cadmio (CdTe), con un'efficienza decisamente superiore al silicio amorfo (12÷14%) e un costo contenuto. Le celle di questa tecnologia sono spesso basate su un'eterogiunzione CdS (solfuro di cadmio)-CdTe. Il maggiore limite di questa tecnologia è il rischio ambientale derivante dalla tossicità del cadmio: per contenere questo rischio, il CdTe deve essere incapsulato in vetro e correttamente riciclato al termine della vita utile delle celle.

Un'altra tecnologia di interesse, ancora oggetto di studio, è il CIS (selenuro di rame e indio, CuInSe<sub>2</sub>), con un'efficienza che raggiunge il 14÷15% e non soggetto alla degradazione indotta dalla luce, ma con un costo ancora simile o superiore a quello del silicio. Il CIS viene spesso legato con gallio e zolfo, e nelle celle fotovoltaiche si presenta in genere come eterogiunzione CdS-CIS.

Di grande interesse sono poi le celle a film sottili in arsenuro di gallio (GaAs), che possono raggiungere un'efficienza superiore al 30%; tuttavia, a causa dei costi di produzione elevati e alla scarsa disponibilità del materiale, l'impiego di queste celle si limita ad alcune applicazioni aerospaziali, dove risulta fondamentale ridurre il peso e le dimensioni dei componenti.

Infine, come con il silicio amorfo, i film sottili possono formare celle multigiunzione con altri materiali semiconduttori (indio, gallio, germanio) e alcuni loro composti: scegliendo strati di materiali diversi, ciascuno con il proprio *energy gap*, si può ottimizzare lo sfruttamento dello spettro solare, ottenendo oltre il 30% di efficienza. Questo valore può aumentare ulteriormente introducendo un sistema di lenti e specchi per concentrare la radiazione solare sulle celle.

### 1.1.6 Modello circuitale della cella

#### *Circuito equivalente a 2 parametri*

Il modello circuitale della cella fotovoltaica è costituito, in prima approssimazione, da un generatore di corrente con un diodo in antiparallelo (Figura 1-9). Il generatore modella l'effetto fotovoltaico come generazione di una corrente continua  $I_{ph}$  (corrente fotovoltaica) proporzionale all'irradianza sulla cella:

$$I_{ph} = K_{mat}GA \tag{1-7}$$

Dove  $K_{mat}$  è una costante che dipende dal materiale della cella [A/W] e  $A$  è l'area della cella [m<sup>2</sup>]. Il diodo rappresenta la giunzione P-N: quando la cella è illuminata, l'effetto fotovoltaico genera una polarizzazione diretta della giunzione, che indebolisce il campo di giunzione e favorisce il passaggio della corrente diffusiva nel verso opposto alla corrente fotovoltaica. Così, parte della corrente generata si richiude di fatto nel diodo parassita formato dalla cella stessa. La corrente nel diodo è espressa analiticamente dall'equazione di Shockley:

$$I_j = I_0 \left( e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right) \tag{1-8}$$

Dove  $I_0$  è la corrente inversa di saturazione del diodo [A], con forte dipendenza dalla temperatura,  $q$  la carica dell'elettrone [C],  $U_j$  la tensione ai capi della giunzione [V],  $m$  il fattore di qualità della giunzione,  $k$  la costante di Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K) e  $T$  la temperatura assoluta della giunzione [K]. La corrente è suddivisa in una componente esponenziale, corrispondente alla corrente diffusiva (diretta), e una componente costante, corrispondente alla corrente di campo (inversa).

Il circuito semplificato così ottenuto ha due parametri:  $I_{ph}$  e  $I_0$ .

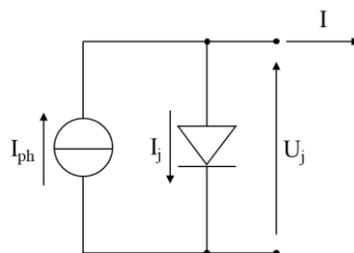


Figura 1-9: Circuito equivalente della cella fotovoltaica a 2 parametri.

*Circuito equivalente a 4 parametri*

Un modello circuitale più realistico introduce due parametri resistivi: una resistenza serie  $R_s$ , che modella le perdite Joule e la caduta di tensione negli elettrodi, e una resistenza shunt  $R_{sh}$ , che rappresenta l'imperfetto isolamento della cella e la corrente di dispersione tra gli elettrodi. Il nuovo circuito ha quindi 4 parametri (Figura 1-10).

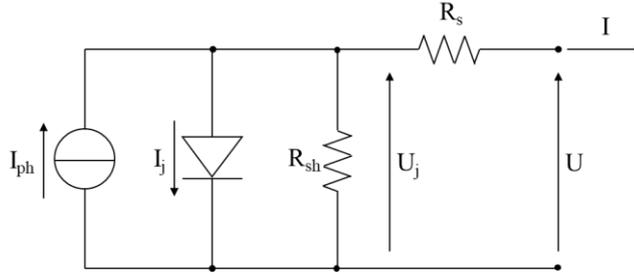


Figura 1-10: Circuito equivalente della cella fotovoltaica a 4 parametri.

Il modello della cella può essere espresso dall'equazione nodale:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right) - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (1-9)$$

E dall'equazione alla maglia:

$$U = U_j - R_s I \quad (1-10)$$

Sostituendo la (1-9) nella (1-10) si trova la relazione tensione-corrente:

$$U = \frac{mkT}{q} \ln \left[ \frac{I_{ph} - \left(1 - \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I + I_0 - \frac{U}{R_{sh}}}{I_0} \right] - R_s I \quad (1-11)$$

Questa relazione può essere approssimata considerando  $R_s \ll R_{sh}$  e trascurando i termini  $\frac{R_s}{R_{sh}}$  e  $\frac{U}{R_{sh}}$ , ottenendo l'equazione approssimata:

$$U \cong \frac{mkT}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} + I_0 - I}{I_0} \right) - R_s I \quad (1-12)$$

*Caratteristica corrente-tensione*

Dalle relazioni precedenti si ricava la curva caratteristica corrente-tensione della cella (Figura 1-11). Come si osserva nel grafico, la cella può funzionare in tre quadranti, di cui è di maggiore interesse il I quadrante, l'unico in cui la cella funziona da generatore. Il II e il IV quadrante corrispondono al funzionamento da utilizzatore, rispettivamente, a tensione inversa e corrente inversa. Il funzionamento in questi quadranti è consentito se la potenza non supera la massima potenza dissipabile dalla cella (rappresentata nel piano tensione-corrente da rami di iperbole). Nel II quadrante, quando la polarizzazione inversa supera la tensione di *breakdown*, nella giunzione fluisce un'elevata corrente inversa che surriscalda la cella, danneggiandola in modo irreversibile.

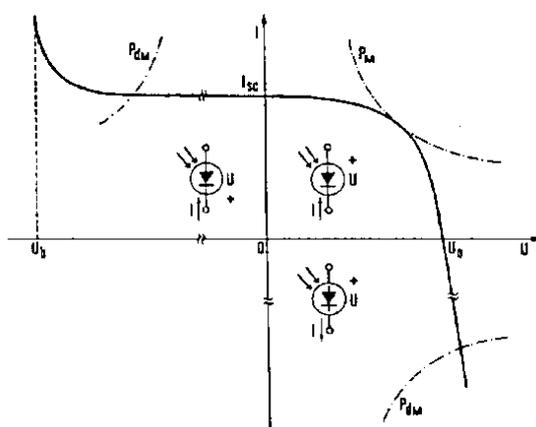


Figura 1-11: Caratteristica I-U della cella fotovoltaica. [3]

*Caratteristica potenza-tensione e punti notevoli nel I quadrante*

Nel I quadrante viene spesso rappresentata anche la caratteristica potenza-tensione. Nelle curve I-U e P-U si individuano tre punti notevoli di funzionamento:

- Cortocircuito (tensione nulla, corrente  $I_{sc}$ );
- Circuito aperto (corrente nulla, tensione  $U_{oc}$ );
- Punto di massima potenza (tensione  $U_m$ , corrente  $I_m$ ).

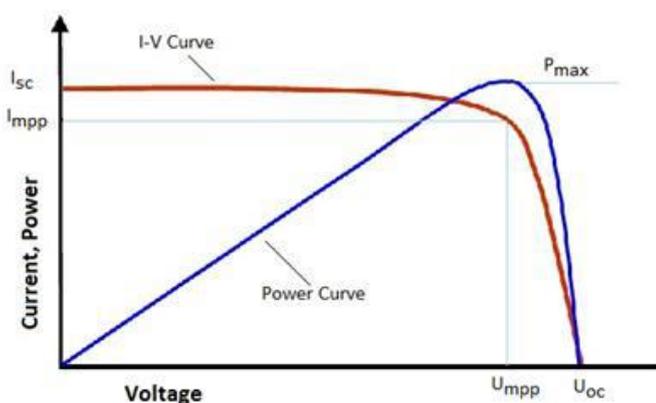


Figura 1-12: Caratteristiche I-U e P-U della cella fotovoltaica nel I quadrante. [4]

La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  può essere calcolata imponendo tensione nulla nella (1-12):

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{q}{mkT} R_s I_{sc}} - 1 \right) \quad (1-13)$$

Trascurando  $R_s$ , si ottiene semplicemente:

$$I_{sc} \cong I_{ph} \quad (1-14)$$

La tensione a circuito aperto (o tensione a vuoto)  $U_{oc}$  si ricava sempre dalla (1-12), stavolta imponendo corrente nulla:

$$U_{oc} = \frac{mkT}{q} \ln \left( 1 + \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (1-15)$$

La curva potenza-tensione ha un massimo in corrispondenza di  $I_m$  e  $U_m$ . Un parametro utile per confrontare le prestazioni di diverse celle è il fattore di riempimento (FF, *Fill Factor*), pari al rapporto tra la massima potenza e il prodotto tra massima tensione e massima corrente:

$$FF = \frac{U_m I_m}{U_{oc} I_{sc}} \quad (1-16)$$

Il fattore di riempimento assume valori del 70÷80% nelle celle al silicio cristallino e tiene conto delle non-idealità dovute al diodo e alle resistenze parassite. Con un fattore di riempimento alto, la cella presenta una caratteristica I-U quasi rettangolare.

### 1.1.7 Connessioni tra le celle e *mismatch*

Una cella al silicio cristallino, in condizioni ottimali di irradianza e carico, genera una tensione di 0,5÷0,6 V, quasi indipendente dalla superficie della cella, e una corrente che è invece proporzionale alla superficie, con una densità di corrente massima (in cortocircuito)  $J_{sc}$  di circa 25÷35 mA/cm<sup>2</sup>, per una corrente totale di 4÷5 A in una cella con lato 12,5 cm e 6÷8 A per una cella con lato 15.6 cm. La maggior parte dei carichi richiede tensioni e correnti ben superiori a quelle di una singola cella, dunque è necessario collegare più celle in serie e/o in parallelo. Generalmente si connettono in serie alcune decine di celle che vengono incapsulate insieme in una struttura rigida (modulo), con una tensione nominale di qualche decina di V. Più moduli vengono connessi in serie a formare una stringa, con tensione totale fino a un migliaio di V. Infine, per aumentare la corrente erogata, più stringhe vengono connesse in parallelo, ottenendo il campo FV, detto anche generatore FV o array FV.

Idealmente, le caratteristiche I-U di questi elementi dell'impianto non sono altro che repliche della caratteristica della singola cella in una scala più ampia. In realtà, le caratteristiche delle singole

celle possono variare per effetto di lievi differenze di fabbricazione o diverse condizioni operative (per esempio, quando una cella è ombreggiata). Di conseguenza, la caratteristica complessiva del modulo subisce variazioni rispetto a quella ideale, dovute alle differenze tra le condizioni operative delle celle (*mismatch*). Ovviamente, queste considerazioni sono valide anche per i moduli che compongono una stringa e per le stringhe che formano il generatore FV. Per semplicità, i problemi relativi al *mismatch* delle connessioni in serie e in parallelo saranno di seguito trattati in riferimento alla connessione delle celle.

### *Mismatch nelle connessioni in serie*

Collegando in serie  $N_s$  celle di cui una ombreggiata o difettosa, la caratteristica risultante è ottenuta sommando, per ogni valore di corrente, le corrispondenti tensioni delle  $N_s - 1$  celle irradiate e della cella oscurata. Quest'ultima limita quindi la massima corrente erogabile dalle altre celle e, di conseguenza, la potenza massima producibile dalla serie di tutte le celle, che risulta sempre inferiore alla somma delle massime potenze delle singole celle. Se il carico assorbe una corrente superiore alla  $I_{sc}$  della cella ombreggiata, essa funziona come utilizzatore a tensione inversa. La condizione più critica è quella di cortocircuito ai capi delle  $N_s$  celle in serie: la cella oscurata risulta in polarizzazione inversa con la tensione delle  $N_s - 1$  celle esposte e dissipa una potenza elevata, formando degli *hotspot* che possono danneggiarla. Inoltre, con molte celle in serie, la tensione inversa vista dalla cella oscurata può superare la tensione di *breakdown* e distruggerla.

Per proteggere la cella ombreggiata dalle tensioni inverse, si inserisce un diodo di bypass in parallelo ad essa. In condizioni di carico elevato, quando la tensione della cella si inverte, il diodo di bypass entra in conduzione e cortocircuita la cella. In tal modo, la massima corrente erogabile dalle altre celle non è più limitata dalla  $I_{sc}$  della cella peggiore, ma può raggiungere la  $I_{sc}$  delle celle non ombreggiate. Si può osservare così un aumento della potenza massima a un valore prossimo a quello ideale di  $N_s - 1$  celle in serie.

Tuttavia, inserire un diodo di bypass per ogni cella è molto costoso. Pertanto, si usano in genere fino a 3÷4 diodi per modulo, ciascuno in parallelo a un gruppo di celle connesse in serie (Figura 1-13: Esempio di configurazione con 4 celle in serie (rappresentate come generatori di corrente) con 2 diodi di bypass, ciascuno in parallelo a 2 celle. Figura 1-13).

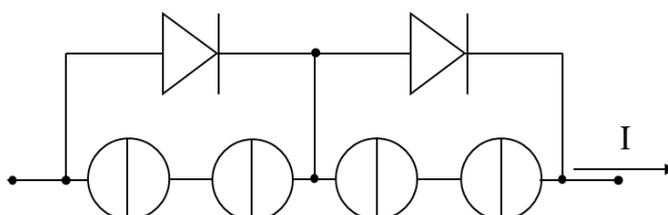


Figura 1-13: Esempio di configurazione con 4 celle in serie (rappresentate come generatori di corrente) con 2 diodi di bypass, ciascuno in parallelo a 2 celle.

*Mismatch nelle connessioni in parallelo*

Se si collegano  $N_p$  celle in parallelo di cui una ombreggiata o difettosa, valgono le considerazioni duali al caso in serie: la caratteristica risultante è ottenuta, per ogni valore di tensione, dalla somma delle correnti delle  $N_p - 1$  celle irradiate e della cella ombreggiata. Quest'ultima limita la massima tensione delle altre celle e di conseguenza la potenza massima erogabile dal parallelo di tutte le celle. In condizioni di basso carico, la cella ombreggiata funziona come utilizzatore con corrente inversa. La condizione più critica è quella di funzionamento a vuoto: la cella ombreggiata assorbe la corrente delle  $N_p - 1$  celle irradiate, dissipando un'elevata potenza, soprattutto con molte celle in parallelo.

In questo caso, la protezione è garantita da un diodo di blocco in serie alla cella, poiché impedisce il passaggio di una corrente inversa. Tuttavia, un diodo in serie a ogni cella, oltre a essere una soluzione costosa, non è fattibile in quanto la caduta di tensione sul diodo in conduzione è simile alla tensione generata dalla cella non ombreggiata. È ragionevole, piuttosto, un diodo di blocco in serie a una stringa di celle in serie connessa in parallelo ad altre stringhe (Figura 1-14).

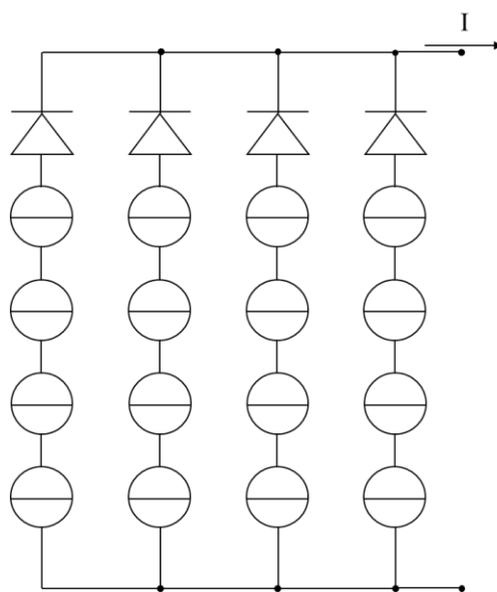


Figura 1-14: Esempio di configurazione con 4 stringhe in parallelo, ciascuna formata da 4 celle in serie a un diodo di blocco.

## 1.2 Modulo fotovoltaico

In commercio si trovano principalmente moduli fotovoltaici (Figura 1-15), strutture costituite da alcune decine di celle connesse elettricamente fra loro e alloggiata in una struttura rigida che le protegge dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche e le isola elettricamente dall'ambiente esterno.



Figura 1-15: Moduli fotovoltaici di diverse tecnologie, con celle di diverse forme e dimensioni.

### 1.2.1 Aspetti costruttivi

Le celle nel modulo sono disposte in file parallele e collegate tipicamente in serie, saldando l'elettrodo frontale di ciascuna cella a un conduttore a nastro e quest'ultimo al contatto posteriore della cella adiacente. Il modulo è quindi realizzato disponendo:

- Una lastra di vetro sulla superficie frontale;
- Un materiale incapsulante tra il vetro e le celle per riempire gli interstizi formati dalle imperfezioni superficiali delle celle e garantire l'isolamento elettrico tra ciascuna cella e il modulo;
- Un substrato di supporto posteriore.

Questa struttura “a sandwich” (Figura 1-16) viene quindi chiusa in una cornice (telaio) in alluminio. Sul retro del modulo, i contatti terminali e i diodi di bypass vengono alloggiati nella scatola di giunzione (*junction box*, Figura 1-17), un contenitore in materiale plastico con doppio isolamento da cui fuoriescono i cavi di connessione del modulo.

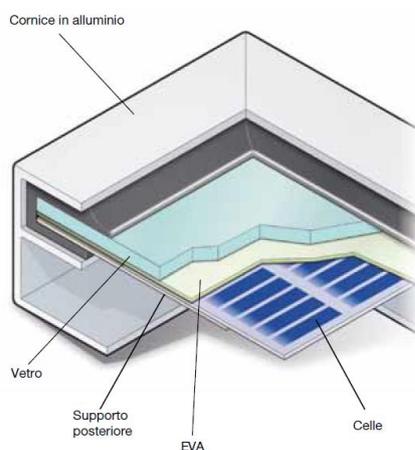


Figura 1-16: Struttura del modulo fotovoltaico. [2]



Figura 1-17: Scatola di giunzione sul retro di un modulo fotovoltaico (sinistra) e interno di una scatola di giunzione, con 4 diodi di bypass (destra).

## 1.2.2 Condizioni operative di riferimento

I costruttori dichiarano la caratteristica corrente-tensione, i parametri e le prestazioni dei moduli in particolari condizioni operative di prova.

La caratteristica del modulo è determinata nelle STC (*Standard Test Conditions*), che prevedono irradianza di  $1000 \text{ W/m}^2$ , indice AM pari a 1,5 e temperatura della cella di  $25^\circ\text{C}$ .

Altro parametro di riferimento per valutare le prestazioni del modulo è la temperatura di cella di normale funzionamento (NOCT, *Normal Operating Cell Temperature*), definita come la temperatura di equilibrio raggiunta dalle celle di un modulo esposto con irradianza di  $800 \text{ W/m}^2$  con AM 1,5, velocità del vento di  $1 \text{ m/s}$  e temperatura ambiente di  $20^\circ\text{C}$ . La NOCT assume valori tipici di  $42\div 50^\circ\text{C}$  ed è utilizzata per stimare la temperatura di cella  $T_c$  al variare dell'irradianza  $G$  e della temperatura ambiente  $T_a$ :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (1-17)$$

Dove l'irradianza  $G$  è in  $\text{W/m}^2$  e la temperatura ambiente  $T_a$  e la NOCT in  $^\circ\text{C}$ .

## 1.2.3 Calcolo dei parametri al variare delle condizioni ambientali

La caratteristica I-U della cella è influenzata dall'irradianza  $G$  e dalla temperatura della cella  $T_c$ .

Al variare dell'irradianza, la corrente di cortocircuito ha una dipendenza praticamente lineare. Infatti, dalla (1-7) e dalla (1-14) si ha:

$$I_{sc} \cong K_{mat} GA \propto G \quad (1-18)$$

La tensione a vuoto, secondo la (1-15), varia in funzione dell'irradianza con legge logaritmica (tramite il termine  $I_{ph}$ ). Pertanto, non si osservano variazioni significative se non per valori molto bassi di irradianza (Figura 1-18). La corrente  $I_m$  e la tensione  $U_m$  del punto di massima potenza hanno un andamento simile, rispettivamente, alla corrente di cortocircuito e alla tensione a vuoto: pertanto, poiché  $P_m = U_m I_m$ , con  $U_m$  pressoché costante e  $I_m$  circa proporzionale all'irradianza, la massima potenza del modulo  $P_m$  si può considerare anch'essa proporzionale all'irradianza.

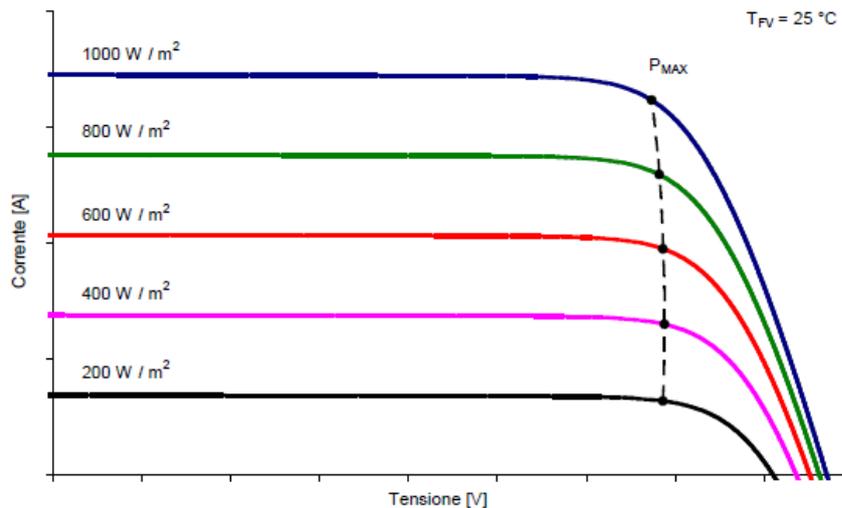


Figura 1-18: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza. [3]

All'aumentare della temperatura della cella, si riduce la banda proibita del materiale e aumentano leggermente  $I_{ph}$  e di conseguenza  $I_{sc}$ . Aumenta poi sensibilmente la corrente di giunzione  $I_d$ , riducendo  $U_{oc}$ . Queste variazioni comportano una significativa riduzione della massima potenza  $P_m$  (Figura 1-19).

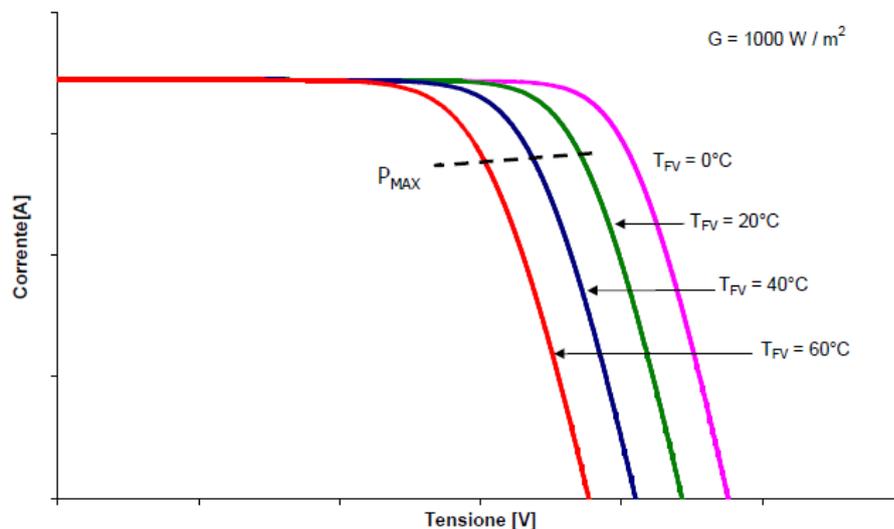


Figura 1-19: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare della temperatura. [3]

I costruttori dichiarano i parametri della cella misurati in STC. Per ricavare i parametri in condizioni ambientali diverse, il loro andamento in funzione della temperatura di cella viene linearizzato, e si definiscono i coefficienti di temperatura, che devono essere forniti dai costruttori:

$$\alpha_{I_{sc}} = \frac{dI_{sc}}{dT_c} \text{ [A/}^\circ\text{C]} \quad (1-19)$$

$$\beta_{U_{oc}} = \frac{dU_{oc}}{dT_c} \text{ [V/}^\circ\text{C]} \quad (1-20)$$

$$\gamma_{P_m} = \frac{dP_m}{dT_c} \text{ [W/}^\circ\text{C]} \quad (1-21)$$

In alternativa, vengono spesso forniti i coefficienti termici percentuali, rapportati ai parametri in STC:

$$\alpha_{I_{sc}\%} = \frac{100}{I_{sc}(STC)} \frac{dI_{sc}}{dT_c} \text{ [%/}^\circ\text{C]} \quad (1-22)$$

$$\beta_{U_{oc}\%} = \frac{100}{U_{oc}(STC)} \frac{dU_{oc}}{dT_c} \text{ [%/}^\circ\text{C]} \quad (1-23)$$

$$\gamma_{P_m\%} = \frac{100}{P_m(STC)} \frac{dP_m}{dT_c} \text{ [%/}^\circ\text{C]} \quad (1-24)$$

Si calcolano quindi i parametri al variare di irradianza [W/m<sup>2</sup>] e temperatura [°C] con le formule:

$$I_{sc}(G, T_c) = I_{sc}(STC) \frac{G}{1000} \left[ 1 + \frac{\alpha_{I_{sc}\%}}{100} (T_c - 25) \right] \quad (1-25)$$

$$U_{oc}(T_c) = U_{oc}(STC) \left[ 1 + \frac{\beta_{U_{oc}\%}}{100} (T_c - 25) \right] \quad (1-26)$$

$$P_m(G, T_c) = P_m(STC) \frac{G}{1000} \left[ 1 + \frac{\gamma_{P_m\%}}{100} (T_c - 25) \right] \quad (1-27)$$

### 1.2.4 Efficienza del modulo

In condizioni operative individuate da irradianza  $G$  [ $\text{W}/\text{m}^2$ ], temperatura di cella  $T_c$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] e massima potenza  $P_m$  [ $\text{W}$ ], l'efficienza di un modulo FV con area totale  $A$  [ $\text{m}^2$ ] è calcolata come:

$$\eta_M = \frac{P_m}{GA} = \frac{P_m(STC)}{1000A} \left[ 1 + \frac{\gamma_{P_m\%}}{100} (T_c - 25) \right] \quad (1-28)$$

L'efficienza nominale del modulo è quella valutata in condizioni STC:

$$\eta_N = \eta_{STC} = \frac{P_m(STC)}{G(STC)A} = \frac{P_m(STC)}{1000A} \quad (1-29)$$

Questa efficienza può essere scomposta in diversi contributi:

$$\eta_M = \eta_P \eta_{EC} \eta_{IM} \quad (1-30)$$

Dove  $\eta_P$  è l'efficienza di riempimento,  $\eta_{EC}$  l'efficienza di incapsulamento e  $\eta_{IM}$  l'efficienza di irraggiamento non uniforme.

L'efficienza di riempimento  $\eta_P$  equivale al rapporto tra l'area occupata dalle celle, utile alla conversione fotovoltaica, e l'area totale irradiata del modulo (85% circa). L'efficienza di incapsulamento  $\eta_{EC}$  si può suddividere a sua volta in tre componenti:

$$\eta_{EC} = \eta_C \eta_T \eta_{MIS} \quad (1-31)$$

Dove:

- $\eta_C$  è l'efficienza della cella direttamente irradiata in assenza della resina incapsulante e del vetro protettivo (il valore dipende dalla tecnologia delle celle);
- $\eta_T$  è l'efficienza di trasmissione (95% circa), che definisce la qualità della trasparenza della resina e del vetro, tenendo quindi conto della radiazione da essi assorbita;
- $\eta_{MIS}$  (95% circa) tiene conto del possibile *mismatch* tra le celle del modulo e delle perdite Joule nelle connessioni tra di esse.

Infine, l'efficienza  $\eta_{IM}$  (98% circa) tiene conto del fatto che le celle del modulo possono non essere soggette alla stessa irradianza.

## 1.2.5 Prove di certificazione

Per verificare le prestazioni dei moduli FV e garantirle per la durata della loro vita utile, essi devono essere sottoposti a numerose prove di tipo, codificate nelle Norme CEI EN 61215 per i moduli al silicio cristallino e CEI EN 61646 per i moduli in film sottili. Esistono diverse prove comuni ai due tipi di moduli.

### *Prove meccaniche*

Le principali prove meccaniche sono finalizzate a valutare la resistenza del modulo a condizioni atmosferiche critiche e la robustezza dei componenti elettrici:

- Prova di caricamento meccanico, volta a simulare l'azione del vento o l'accumulo di neve sul modulo;
- Prova di grandine, effettuata colpendo punti specifici del modulo con sfere di ghiaccio con valori di diametro e velocità standardizzati;
- Prova di torsione, realizzata ancorando il modulo su tre lati e sollevando il quarto;
- Prova di robustezza dei terminali, per verificare che siano idonei alle operazioni di cablaggio.

### *Prove elettriche*

Le prove elettriche permettono di valutare la caratteristica corrente-tensione e i parametri del modulo e verificare le prestazioni e la sicurezza nelle normali condizioni di funzionamento:

- Prestazioni in STC, determinando la curva I-U del modulo;
- Misura della NOCT;
- Prestazioni in NOCT;
- Prestazioni a basso irraggiamento;
- Prova di isolamento, per verificare la resistenza di isolamento tra la cornice e i terminali, applicando tra di essi una tensione di 1000 V;
- Prova di esposizione all'esterno, atta a verificare il mantenimento dell'isolamento del modulo in seguito a un'esposizione prolungata alla radiazione ( $1000 \text{ W/m}^2$  per 12 giorni, 5 ore giornaliere).

### *Prove termiche*

Le prove termiche valutano l'influenza delle sollecitazioni termiche sulle prestazioni del modulo:

- Prove termiche cicliche, in cui i moduli sono sottoposti ad almeno 200 cicli termici tra  $-40^\circ\text{C}$  e  $+80^\circ\text{C}$ , al termine dei quali devono mantenere l'efficienza iniziale e almeno il 95% della massima potenza iniziale;
- Prove di caldo umido, in cui si sottopongono i moduli ad alte temperature e umidità ( $85^\circ\text{C}$ , umidità relativa 85%);
- Prove di umidità e congelamento;

- Prove di tenuta al surriscaldamento locale, che verificano l'assenza di rottura delle saldature e deterioramento del materiale incapsulante in caso di formazione di *hotspot* nelle celle oscurate.

### *Prove aggiuntive*

Ulteriori prove sono previste dalla CEI EN 61646 per i moduli in film sottili, quali esposizione prolungata alla luce, ricottura e prova di corrente di dispersione in ambiente umido.

Si possono anche effettuare prove visive su moduli soggetti a *mismatch*, con fotocamere termiche per la ricerca di *hotspot* o prove di elettroluminescenza per individuare fratture nelle celle e negli elettrodi.

## 1.3 Tipologia degli impianti

Gli impianti fotovoltaici (FV) possono essere suddivisi in impianti isolati (*stand-alone*) e impianti connessi alla rete (*grid-connected*).

Nei sistemi *stand-alone* l'energia prodotta deve soddisfare la domanda di energia dei carichi collegati. Poiché la produzione di energia spesso non coincide in tempo reale con la domanda, sono necessari sistemi di accumulo (batterie). L'impianto fotovoltaico *stand-alone* può anche essere supportato da un sistema di alimentazione aggiuntivo, come un generatore eolico o un gruppo elettrogeno, e in questo caso si parla di sistema fotovoltaico ibrido.

Nei sistemi *grid-connected*, la rete elettrica è in grado di fornire energia all'impianto utilizzatore qualora l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico non sia sufficiente. La rete ha anche lo scopo di assorbire l'energia prodotta in eccesso rispetto a quella richiesta dal carico. Ovviamente un impianto FV connesso alla rete può comunque essere dotato di sistemi di accumulo al fine di massimizzare l'energia auto-consumata.

### 1.3.1 Impianti isolati

Gli impianti isolati sono adatti a essere installati laddove la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, e risultano spesso convenienti in sostituzione di gruppi elettrogeni. Alcune delle applicazioni più diffuse sono:

- Sistemi di illuminazione pubblica e segnaletica;
- Apparecchiature radio (ripetitori e trasmissione di segnali);
- Dispositivi di comunicazione, per esempio telefoni SOS;
- Sistemi di pompaggio dell'acqua e irrigazione;
- Alimentazione dei servizi su autoveicoli, camper e imbarcazioni;
- Edifici ad alta quota;
- Elettrificazione nei paesi in via di sviluppo.

I sistemi isolati sono impianti non connessi alla rete elettrica, generalmente costituiti dai seguenti componenti principali:

- Moduli fotovoltaici;
- Sistema di accumulo;
- Sistema di controllo della carica/scarica dell'accumulo;
- Carico elettrico.

Il sistema di accumulo (tipicamente batterie elettrochimiche) assicura l'alimentazione del carico anche nelle ore notturne o con scarsa illuminazione. Per proteggere le batterie e migliorare la loro durata, è necessario un sistema di controllo della carica in grado di gestire in modo ottimale i cicli di carica e scarica.

Gli impianti *stand-alone* sono spesso sovradimensionati rispetto alla potenza massima del carico da soddisfare. Infatti devono consentire nelle ore diurne sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie per il carico notturno.



Figura 1-20: Moduli FV per l'alimentazione *stand-alone* di lampioni. [2]



Figura 1-21: Modulo FV integrato sul tetto di un'automobile. [1]

### 1.3.2 Impianti connessi alla rete

In questa tipologia di impianti, la rete elettrica eroga energia ai carichi collegati quando il generatore fotovoltaico non produce energia sufficiente a soddisfare la domanda. Viceversa, quando l'energia generata è superiore a quella richiesta dai carichi, l'energia in eccesso viene immessa in rete: in generale non è dunque necessario un sistema di accumulo, ma può comunque essere utilizzato per ottimizzare l'auto-consumo.

Vi sono numerose possibilità di installazione degli impianti connessi alla rete: sui tetti di edifici pubblici e privati (case indipendenti, condomini, edifici agricoli e industriali, stazioni ferroviarie) e su altre strutture (barriere antirumore autostradali), oppure impianti di taglia rilevante montati a terra e connessi direttamente alla rete.

Uno dei maggiori vantaggi degli impianti connessi alla rete è la generazione distribuita: la produzione di energia elettrica nelle vicinanze degli utilizzatori, affiancando la generazione centralizzata nelle centrali tradizionali, permette di ridurre le perdite di trasmissione e la domanda alla rete nelle ore diurne.



Figura 1-22: Impianti fotovoltaici installati su tetti di edifici residenziali e industriali. [2]



Figura 1-23: Moduli FV sulle pensiline di un parcheggio. [2]



Figura 1-24: Impianto fotovoltaico installato a terra.

## 1.4 Inverter fotovoltaici

L'inverter fotovoltaico permette di collegare l'array fotovoltaico, che produce potenza elettrica in corrente continua, ai carichi in corrente alternata e, negli impianti *grid-connected*, alla rete elettrica. Negli impianti fotovoltaici collegati alla rete, la connessione dell'inverter alla rete può essere diretta o accoppiata all'impianto dell'edificio: nel primo caso, l'energia generata viene completamente immessa in rete; nel secondo, il generatore alimenta le utenze dell'edificio e immette in rete l'eventuale surplus di energia prodotta.

Per il funzionamento ottimale dell'impianto, l'inverter deve operare nel punto di massima potenza (MPP, *Maximum Power Point*) del generatore fotovoltaico. La tensione e la corrente del MPP, tuttavia, dipendono dalle condizioni climatiche (irradianza solare e temperatura), pertanto l'inverter deve essere dotato di un inseguitore di massima potenza (MPPT, *Maximum Power Point Tracker*). Il MPPT è costituito essenzialmente da un convertitore DC/DC che, attraverso un algoritmo di controllo, regola la tensione in ingresso all'inverter in modo da spostare il suo punto di funzionamento in corrispondenza del punto di massima potenza del generatore FV al variare delle condizioni meteorologiche.

### 1.4.1 Principio di funzionamento

I primi inverter erano basati sulla tecnologia a tiristori, che funziona solo in presenza della tensione di rete (*grid-controlled*), poiché i tiristori possono essere comandati solo in chiusura e non in apertura, e non è dunque una soluzione idonea agli impianti isolati; inoltre, questo tipo di inverter presenta un'elevata distorsione armonica in uscita e immette potenza reattiva in rete.

Questa tecnologia è quindi oggi sostituita in gran parte dagli inverter *self-commutated*, che utilizzano transistor (soprattutto MOSFET e IGBT) o altri dispositivi elettronici di potenza comandabili sia in chiusura sia in apertura indipendentemente dalla presenza di una tensione di rete. La tecnica di comando più usata per questi inverter è la PWM (*Pulse Width Modulation*): mentre negli inverter a tiristori le commutazioni degli interruttori elettronici avvengono alla frequenza di rete (50 Hz), negli inverter a transistor le commutazioni sono molto più rapide (decine di kHz) e la tensione in uscita è costituita da impulsi di durata variabile che, con opportuni filtri, permettono di ricostruire una forma d'onda sinusoidale.

### 1.4.2 Trasformatore di isolamento

In base al tipo di interfaccia con la rete e il carico, si possono distinguere diverse soluzioni di inverter fotovoltaico:

- Con trasformatore a bassa frequenza;
- Con trasformatore ad alta frequenza;
- Senza trasformatore.

Il trasformatore a bassa frequenza assicura l'isolamento galvanico tra i circuiti lato DC e lato AC, che consente di evitare l'equipotenzializzazione dell'impianto fotovoltaico ed eventualmente progettare l'array come sistema SELV; inoltre, il trasformatore riduce le interferenze elettromagnetiche. Tuttavia, si tratta di un componente ingombrante e costoso con perdite aggiuntive.

I trasformatori ad alta frequenza (tipicamente 10÷50 kHz) hanno minori perdite, dimensioni e costo. Tuttavia, questa soluzione di inverter presenta circuiti più complessi e un costo totale non molto diverso da quello degli inverter con trasformatore a bassa frequenza. Sono infatti richiesti più stadi di conversione, ciascuno con opportuni filtri:

1. Inverter ad alta frequenza;
2. Trasformatore ad alta frequenza;
3. Raddrizzatore;
4. Inverter a bassa frequenza.

Questo tipo di trasformatore, inoltre, non assicura l'isolamento galvanico a causa delle capacità parassite tra primario e secondario che entrano in gioco ad alta frequenza.

Infine, l'inverter senza trasformatore permette di ridurre le perdite e il costo, ma per evitare la saturazione del convertitore è necessario un array con tensione sufficientemente elevata rispetto a quella di rete oppure un convertitore DC/DC elevatore aggiuntivo. Poiché l'assenza del trasformatore elimina l'isolamento galvanico tra l'impianto fotovoltaico e la rete, il lato AC deve essere protetto da correnti differenziali continue che possono circolare per un guasto a terra lato DC: tale protezione si realizza con un interruttore differenziale di tipo B, a meno che l'inverter non sia per costruzione tale da non iniettare correnti differenziali continue.

### 1.4.3 Efficienza dell'inverter

La potenza in uscita dall'inverter risulta inferiore a quella in ingresso a causa delle perdite negli stadi di conversione e trasformazione e dell'energia consumata dai dispositivi ausiliari di controllo, misura e raffreddamento. L'efficienza complessiva dell'inverter dipende dalla potenza in ingresso, perciò il costruttore deve valutarla in diverse condizioni di carico, in modo da ottenere una curva caratteristica di rendimento. Inoltre, attraverso un'analisi statistica dell'irradianza solare nel sito di interesse, è possibile determinare la frequenza con cui l'inverter opera a un dato livello di carico e calcolare un'efficienza media che riassume le prestazioni dell'inverter sulla base del ciclo di funzionamento previsto dall'impianto FV.

#### *Efficienza di conversione*

L'efficienza di conversione è riferita allo stadio di conversione DC/AC, e tiene conto delle perdite dei dispositivi elettronici di potenza e del trasformatore (se presente) e della potenza consumata dai dispositivi ausiliari:

$$\eta_c = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (1-32)$$

L'andamento dell'efficienza in funzione della potenza in ingresso  $P_{DC}$  si può approssimare supponendo di suddividere le perdite in tre componenti in funzione del carico:

- Una componente costante  $P_0$ ;
- Una componente lineare  $k_{lin}P_{AC}$ ;
- Una componente quadratica  $k_{quad}P_{AC}^2$ .

Si impone quindi il bilancio di potenze:

$$P_{DC} = P_{AC} + P_{loss} = P_{AC} + P_0 + k_{lin}P_{AC} + k_{quad}P_{AC}^2 \quad (1-33)$$

Risolvendo l'equazione quadratica in funzione di  $P_{AC}$ , si trova:

$$P_{AC} = \frac{-(1 + k_{lin}) \pm \sqrt{(1 + k_{lin})^2 + 4k_{quad}(P_{DC} - P_0)}}{2k_{quad}} \quad (1-34)$$

La soluzione fisicamente accettabile è quella con segno positivo. Dividendo per  $P_{DC}$ , si trova l'efficienza di conversione (esempio grafico in Figura 1-25):

$$\eta_c = \frac{-(1 + k_{lin}) + \sqrt{(1 + k_{lin})^2 + 4k_{quad}(P_{DC} - P_0)}}{2k_{quad}P_{DC}} \quad (1-35)$$

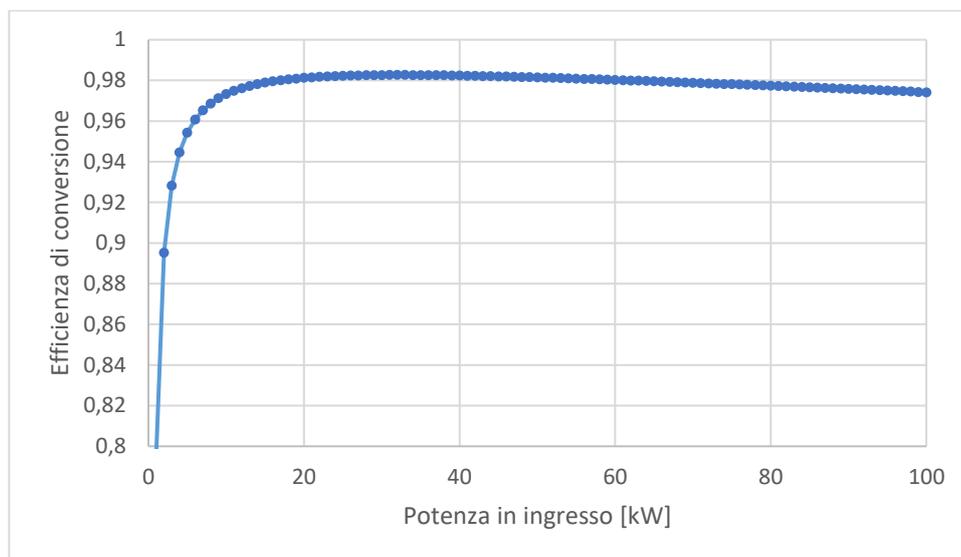


Figura 1-25: Esempio di curva di efficienza con la formula approssimata per un inverter da 100 kW, con  $P_0 = 0,2$  kW,  $k_{lin} = 0,005$ ,  $k_{quad} = 0,0002$  kW<sup>-1</sup>.

### *Efficienza adattiva*

Un secondo parametro di efficienza esprime la qualità del sistema di inseguimento della massima potenza come rapporto tra la potenza in uscita dal MPPT e la massima potenza istantanea dell'array:

$$\eta_A = \frac{P_{DC}}{P_{PV}} \quad (1-36)$$

### *Efficienza statica*

Dal prodotto tra l'efficienza di conversione (relativa allo stadio DC/AC) e l'efficienza adattiva (relativa al MPPT) si ricava l'efficienza complessiva dell'inverter, detta efficienza statica:

$$\eta_{inv} = \eta_C \eta_A \quad (1-37)$$

L'efficienza può essere valutata per diversi livelli di carico per tracciare la curva di rendimento sperimentale. Tuttavia, molti costruttori forniscono solo l'informazione sulla massima efficienza. L'efficienza dipende inoltre dalla tensione in ingresso all'inverter, con variazioni di pochi punti percentuali per tensioni all'interno del range di funzionamento del MPPT.

### *Efficienza europea*

Per facilitare il confronto tra inverter fotovoltaici, sono stati introdotti alcuni metodi di calcolo di un'efficienza globale definita come media dei valori di efficienza per diverse condizioni di carico, pesata sui tempi medi per cui si assume che l'inverter funzioni a tali livelli di carico sulla base dell'andamento medio dell'irradianza solare e quindi della potenza prodotta dall'impianto FV.

L'efficienza europea viene usata come riferimento per gli inverter di impianti installati in Europa centrale, ed è calcolata come:

$$\eta_{Euro} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (1-38)$$

L'efficienza  $\eta_{100\%}$  corrisponde al funzionamento dell'array alla potenza nominale dell'inverter: in base ai valori di irradianza medi registrati in Europa centrale, si suppone che l'inverter funzioni a pieno carico per il 20% del tempo di utilizzo durante l'anno, e da lì si assegna il peso 0,2 all'efficienza corrispondente. Il 50% della potenza nominale è assunto per il 48% del tempo di funzionamento annuale, dunque all'efficienza  $\eta_{50\%}$  è assegnato il peso 0,48. In modo simile sono assegnati i pesi alle altre efficienze di riferimento.

L'efficienza europea è quindi riferita a una produzione di energia prevalentemente in un range medio-basso di potenze, tipica del clima dell'Europa centrale, mentre in regioni climatiche diverse, come per esempio l'Europa meridionale, l'andamento dell'irradianza varia sensibilmente e assicura una produzione a potenze più elevate per tempi più lunghi. Pertanto, la validità dell'efficienza europea è da considerarsi limitata a regioni con un'energia irradiata annua fino a circa 1000 kWh/m<sup>2</sup>.

Il calcolo dell'efficienza è riferito al funzionamento a tensione nominale, nonostante l'inverter sia in grado di operare in un range di tensioni di ingresso piuttosto ampio in cui è assicurato il funzionamento del MPPT. Un metodo più accurato prevede quindi di misurare l'efficienza per tre valori di tensione previsti dalle Norme IEC 61683 e EN 50530:

1. Minima tensione di ingresso;
2. Tensione nominale;
3. 90% della massima tensione di ingresso (80% secondo EN 50530).

L'efficienza europea con correzione è quindi calcolata come media tra questi tre casi, rappresentati dagli indici della sommatoria:

$$\eta_{Euro+} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 (0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%})_i \quad (1-39)$$

#### *Efficienza californiana*

Un metodo simile di calcolo di un'efficienza media è stato proposto dalla California Energy Commission (CEC), ed è noto appunto come efficienza CEC o efficienza californiana:

$$\eta_{CEC} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 (0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%})_i \quad (1-40)$$

Le differenze rispetto all'efficienza europea sono le tensioni a cui viene misurata l'efficienza (minima tensione di ingresso, tensione nominale e massima tensione di ingresso) e il maggiore peso

dato al funzionamento a potenza medio-alta, evidente anche nell'aggiunta dell'efficienza  $\eta_{75\%}$ , poiché il metodo è basato sull'andamento dell'irradianza in California.

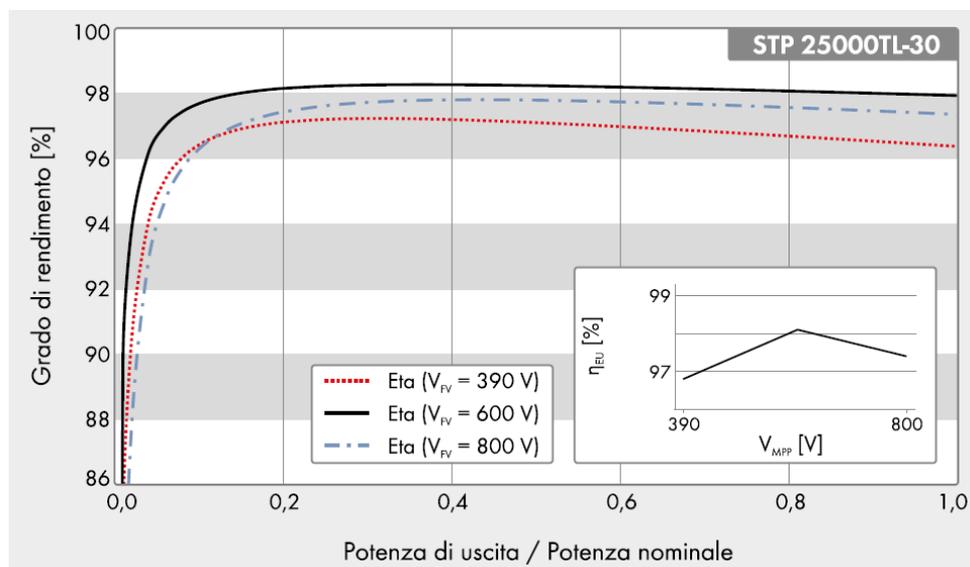


Figura 1-26: Curva sperimentale di efficienza statica ed efficienza europea dell'inverter SMA Sunny Tripower 25000TL, al variare della tensione in ingresso. [8]

### 1.4.4 Tipologie di inverter connessi alla rete

Gli inverter per impianti connessi alla rete si possono suddividere in inverter centralizzati, di stringa e di modulo. Queste configurazioni saranno analizzate successivamente. In Tabella 1-3 sono riportati alcuni esempi di inverter, con i principali dati di targa e le dimensioni.

Tabella 1-3: Confronto tra inverter FV di diverse taglie.

Inverter centralizzato MT [9]		
	Produttore	AROS
	Modello	Sirio Central Station SCS 1000
	Configurazione	2 inverter con trasformatore MT/BT
	Potenza nominale AC	1000 kW
	Tensione MPPT	450-760 V
	Dimensioni	5440x2500x2550 mm
	Peso	22000 kg
Inverter centralizzato BT – alta potenza [10]		
	Produttore	SMA
	Modello	Sunny Central 4000 UP
	Configurazione	Inverter centralizzato senza trasformatore
	Potenza nominale AC	4000 kW
	Tensione MPPT	880-1325 V
	Dimensioni	2815x2318x1588 mm
	Peso	3700 kg

## Capitolo 1

Inverter centralizzato BT – media potenza [11]		
	Produttore Modello Configurazione Potenza nominale AC Tensione MPPT Dimensioni Peso	SMA Sunny Tripower CORE1 Inverter centralizzato senza trasformatore 50 kW 570-800 V 569x733x621 mm 84 kg
Inverter centralizzato BT – bassa potenza (trifase) [12]		
	Produttore Modello Configurazione Potenza nominale AC Tensione MPPT Dimensioni Peso	Fimer TRIO 7.5 Inverter centralizzato senza trasformatore 7,5 kW 245-950 V 641x429x220 mm 28 kg
Inverter centralizzato BT – bassa potenza (monofase) [13]		
	Produttore Modello Configurazione Potenza nominale AC Tensione MPPT Dimensioni Peso	Fimer UNO 6.0 Inverter centralizzato senza trasformatore 6 kW 140-580 V 418x553x180 mm 18,5 kg
Inverter di stringa [14]		
	Produttore Modello Configurazione Potenza nominale AC Tensione MPPT Dimensioni Peso	SMA Sunny Boy 2.0 Inverter di stringa senza trasformatore 2 kW 210-500 V 460x357x122 mm 9,2 kg
Inverter di modulo [15]		
	Produttore Modello Configurazione Potenza nominale AC Tensione MPPT Dimensioni Peso	Enphase IQ 7A Micro Inverter di modulo senza trasformatore 366 W 18-58 V 212x175x30,6 mm 1,08 kg

Come sarà analizzato in seguito, l'utilizzo di un inverter centralizzato in un impianto con alcune stringhe ombreggiate o con stringhe orientate in modo diverso comporta una riduzione della massima potenza disponibile. Un discorso analogo vale per l'utilizzo di un inverter di stringa con moduli

ombreggiati o con diverse orientazioni. Alcune soluzioni permettono di migliorare l'efficienza dell'impianto con opportune modifiche alla configurazione dell'inverter.

### *Inverter con MPPT indipendenti (multi-stringa)*

Nel caso di inverter con MPPT indipendenti, ciascuna stringa è dotata di un MPPT differente, che permette il funzionamento di ogni stringa alla massima potenza. Ovviamente, ogni stringa deve essere composta da moduli con la stessa esposizione. Questa soluzione è anche definita convertitore di stringa. I convertitori di stringa devono fornire una tensione DC in uscita costante, per poter essere connessi in parallelo, tramite un bus in continua, all'ingresso del convertitore DC/AC.

L'inverter risulta così in grado di gestire in modo ottimale la potenza di stringhe non solo ombreggiate e orientate in modo diverso, ma anche con diverse tensioni di stringa e diversi materiali dei moduli.

### *Configurazione master-slave*

Un'altra soluzione per migliorare l'efficienza consiste in un sistema di più inverter centralizzati di potenza ridotta. Uno di essi (*master*) funziona nelle ore di bassa irradianza; all'aumentare dell'irradianza, quando il *master* raggiunge il limite di potenza, viene attivato un secondo inverter (*slave*), e quando anche questo raggiunge il limite di potenza, si attiva un altro *slave*. La curva di rendimento complessiva si ottiene combinando quelle dei singoli inverter e può presentare un'efficienza migliore rispetto al caso con un singolo inverter, specialmente quando l'array produce poca potenza.

### *Inverter di backup*

In mancanza di tensione di rete, l'impianto fotovoltaico deve essere scollegato dalla rete elettrica. Per evitare di interrompere la produzione, è possibile realizzare l'impianto FV in configurazione di backup, prevedendo un sistema di accumulo aggiuntivo e un inverter in grado di assumere le funzioni di un inverter per impianti *stand-alone*, prima fra tutte la gestione delle operazioni di carica e scarica delle batterie.

### *Inverter MT*

Gli inverter con potenze elevate sono in genere dotati di un trasformatore di isolamento in BT e un successivo trasformatore elevatore per ottenere una tensione MT. Per inverter di grande taglia (500 kVA e superiori) è possibile eliminare il trasformatore BT ed elevare direttamente la tensione in uscita dall'inverter con un trasformatore BT/MT: questo riduce le perdite e il costo rispetto al caso con due trasformatori in cascata.

## **1.5 Quadri e dispositivi di protezione e sezionamento**

I quadri elettrici dell'impianto fotovoltaico permettono di interfacciare l'inverter, tramite opportuni dispositivi di protezione e sezionamento:

- Sul lato DC, con l'array fotovoltaico;
- Sul lato AC, con il carico ed eventualmente la rete.

Nel quadro inverter lato DC, detto anche quadro di campo, viene effettuato il collegamento in parallelo tra le stringhe. In impianti molto estesi, dove le stringhe possono trovarsi a distanze rilevanti dall'inverter, si ricorre a quadri di sottocampo, che collegano ciascuno un gruppo di stringhe in parallelo in prossimità di esse e vengono collegati a loro volta in parallelo nel quadro di campo, in modo da ridurre i cablaggi delle stringhe.

Nel quadro lato AC sono installate le protezioni a valle dell'inverter e, nel caso di un impianto con più inverter, le connessioni in parallelo tra di essi.

### 1.5.1 Componenti dei quadri lato DC

I quadri di parallelo stringhe (funzione svolta dai quadri di campo o di sottocampo, a seconda dell'estensione dell'impianto) devono essere realizzati in doppio isolamento con grado minimo di protezione IP65. I principali componenti che possono contenere sono:

- Sezionatori di stringa;
- Fusibili di stringa;
- Diodi di blocco;
- Dispositivi di protezione da sovratensioni (SPD).

I sezionatori di stringa permettono interventi di manutenzione sulla singola stringa senza interrompere il funzionamento del resto dell'impianto. La funzione di sezionamento può essere combinata con quella di protezione impiegando sezionatori con fusibili, costituiti da scatole porta-fusibili estraibili.

I fusibili proteggono i cavi di stringa da sovraccarichi: la corrente di cortocircuito della stringa  $I_{sc}$  non è critica, ma in caso di doppio guasto a terra in un sistema di  $N$  stringhe in parallelo, i cavi interessati dal guasto sono percorsi dalla corrente  $(N - 1)I_{sc}$ . È necessario usare fusibili idonei agli impianti fotovoltaici, indicati con la sigla gPV, poiché le fluttuazioni di corrente caratteristiche di tali impianti, dovute per esempio al passaggio di nuvole, possono rallentare l'intervento dei fusibili comuni e aumentare il calore da essi sviluppato, con un conseguente aumento del rischio di incendi. Tuttavia, essendo il doppio guasto a terra molto raro, è possibile evitare i fusibili impiegando moduli, condutture e quadri in doppio isolamento.

Una stringa ombreggiata o guasta diventa passiva e assorbe una corrente inversa dalle stringhe connesse in parallelo, dissipando potenza con possibili danni ai moduli. Un metodo per proteggere le stringhe da correnti inverse è l'utilizzo di un diodo di blocco connesso in serie a ciascuna stringa. Se la stringa è ombreggiata o guasta, il diodo va in interdizione e impedisce il passaggio di una corrente inversa, mentre nel normale funzionamento il diodo di blocco è in polarizzazione diretta e, se percorso dalla massima corrente di stringa, presenta una caduta di tensione fino a circa 1 V: questo comporta

una dissipazione di potenza non molto diversa dalle perdite per correnti inverse che si avrebbero in assenza di diodi di blocco. Pertanto, questa soluzione non porta un miglioramento significativo del rendimento dell'impianto, e attualmente molti impianti sono realizzati senza diodi di blocco: per la protezione da correnti inverse, qualora la stringa possa essere attraversata da una corrente inversa superiore alla massima corrente inversa sopportabile dai moduli, si ricorre allora a fusibili o interruttori magnetotermici.

Infine, i quadri di campo e sottocampo sono spesso dotati di scaricatori di sovratensioni (SPD), che proteggono i moduli e i cablaggi dalle sovratensioni indotte dovute a fulminazioni e migliorano la protezione dell'inverter, che in genere è dotato di protezioni interne contro le sovratensioni, evitando che queste intervengano in modo intempestivo mettendo fuori servizio l'inverter.

Il quadro di campo è inoltre dotato di un sezionatore generale dell'inverter lato DC, che isola il convertitore dall'array fotovoltaico: per intervenire sull'inverter in caso di guasti o per manutenzione, infatti, esso deve poter essere sezionato sia a monte sia a valle. Poiché in presenza di irradianza l'impianto FV produce continuamente energia, è necessario un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, quale un interruttore di manovra-sezionatore o un interruttore automatico. Sono in commercio anche inverter con sezionatore sotto carico integrato.

### **1.5.2 Componenti del quadro lato AC**

Per separare l'inverter dalla rete, è richiesto un dispositivo di sezionamento generale lato AC: spesso si utilizza semplicemente l'interruttore automatico di protezione della linea che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete. Se tale interruttore non è in prossimità dell'inverter, è preferibile installare un ulteriore sezionatore immediatamente a valle dell'inverter.

Se l'impianto è dotato di più inverter, tutte le linee devono essere provviste di protezioni selettive con l'interruttore generale situato nel punto di connessione in parallelo tra gli inverter, in modo da non mettere fuori servizio l'intero impianto in caso di guasto a un singolo inverter. Discorso analogo vale per gli impianti di piccola taglia in cui l'alimentazione trifase è ottenuta da tre inverter monofase.

Come nei quadri DC, sono spesso presenti dispositivi di protezione da sovratensioni, per garantire la selettività con le protezioni interne dell'inverter.

Il dispositivo di protezione contro i contatti indiretti è richiesto nel quadro AC se sono presenti masse a monte del punto di parallelo con la rete, ed è costituito da un interruttore magnetotermico (sistemi TN) o differenziale (sistemi TT e alcuni sistemi TN).

## **1.6 Scelta dei cavi**

I cavi impiegati negli impianti fotovoltaici devono essere in grado di sopportare temperature elevate, precipitazioni e radiazioni ultraviolette per la durata di vita dell'impianto. In base

all'applicazione e ai requisiti progettuali, si distinguono i cavi di modulo e di stringa, i cavi a valle dei quadri di sottocampo e il cavo AC.

### 1.6.1 Cavi di modulo e di stringa

I cavi che collegano i moduli tra loro e le stringhe al quadro di sottocampo (o direttamente al quadro inverter) sono installati all'aperto, nella parte posteriore dei moduli o comunque sul tetto dell'edificio, dove vengono raggiunte temperature fino a  $70\div 80^{\circ}\text{C}$ . Sono quindi necessari i cosiddetti "cavi solari", con isolamento e guaina in gomma e una massima temperatura di impiego non inferiore a  $90^{\circ}\text{C}$ , resistenti alle radiazioni UV e sottoposti a numerose prove di resistenza meccanica e a condizioni atmosferiche critiche. Inoltre, per evitare guasti a terra e cortocircuiti, i cavi devono essere unipolari e in doppio isolamento.

### 1.6.2 Cavi a valle dei quadri di sottocampo

I cavi usati a valle dei quadri di sottocampo, essendo installati lontano dai moduli, sono soggetti a temperature ambiente che non superano i  $30\div 40^{\circ}\text{C}$ . Possono quindi essere usati cavi "non solari", non resistenti alle radiazioni UV, ma se sono posati all'esterno devono essere protetti dalla radiazione in tubi o canali ed essere dotati di guaina per uso esterno.

Anche in questo caso è raccomandato l'uso di cavi unipolari. Se l'impianto FV è soggetto a rischio di fulminazioni, è necessario utilizzare cavi schermati. Deve essere inoltre possibile sezionare tutti i poli dei cavi a valle dei quadri di sottocampo: questo è assicurato dai sezionatori nei quadri di sottocampo e nel quadro DC dell'inverter.

## 1.7 Batterie

La maggior parte degli impianti *stand-alone* richiede un sistema di accumulo, poiché la generazione e il consumo di energia spesso non coincidono. Per esempio, l'energia prodotta durante la giornata deve assicurare l'alimentazione dei carichi nelle ore serali e notturne. Negli impianti *grid-connected* destinati all'autoconsumo di energia, le differenze tra generazione e carico sono compensate dagli scambi di energia con la rete; tuttavia, l'aggiunta di un sistema di accumulo permette di aumentare l'autosufficienza energetica del carico, limitando l'interazione dell'impianto FV con la rete.

Le batterie elettrochimiche sono il principale sistema di accumulo per applicazioni fotovoltaiche. Le due tecnologie attualmente più diffuse sono le batterie piombo-acido e le batterie agli ioni di litio (*Li-ion*). [1] [4]

### 1.7.1 Principio di funzionamento e parametri caratteristici

Le batterie elettrochimiche sono costituite da un insieme di celle, unità elementari connesse elettricamente tra loro in cui avviene la conversione dell'energia chimica in energia elettrica (celle

galvaniche) e viceversa, se il processo è reversibile (celle elettrolitiche). Si distinguono quindi batterie primarie, che possono solo erogare energia elettrica, e batterie secondarie, che possono essere ricaricate.

La cella è formata da un elettrodo positivo (catodo) e un elettrodo negativo (anodo), immersi in una sostanza liquida o solida ad alta conduttività ionica (elettrolita) e isolati elettricamente fra loro da una membrana permeabile agli ioni. Quando la cella è collegata a un carico elettrico, si verifica una reazione di ossidoriduzione, in cui l'anodo si ossida e libera elettroni che, attraverso il circuito esterno, migrano verso il catodo, riducendolo. Lo squilibrio di carica tra gli elettrodi è compensato da ioni che, attraverso l'elettrolita, migrano verso il catodo e/o l'anodo a seconda della tecnologia, chiudendo il circuito elettrico. Se la reazione è reversibile, la cella può essere ricaricata collegandola a una sorgente di energia elettrica esterna: in tal caso, la reazione e i flussi di ioni ed elettroni sono invertiti, e si usa spesso un'altra nomenclatura per gli elettrodi (anodo per il positivo e catodo per il negativo). In questa sezione, si indicheranno sempre il polo positivo come catodo e quello negativo come anodo.

### *Tensione*

La tensione della cella dipende dai materiali attivi degli elettrodi e dalle reazioni in cui sono coinvolti e varia a seconda del livello di carica della cella. I costruttori forniscono quindi una tensione nominale, corrispondente a un valore medio nel range di funzionamento. Valori tipici della tensione nominale sono 2 V per le celle piombo-acido e variabili tra circa 2 e 3,7 V per le celle agli ioni di litio.

La tensione aumenta durante la carica e diminuisce durante la scarica, e deve essere mantenuta tra un valore minimo e un valore massimo per evitare fenomeni di degradazione irreversibile della batteria, come per esempio, nelle celle piombo-acido, la gassificazione se caricate a oltre 2,2-2,4 V o la solfatazione se scaricate al di sotto di 1,6-1,8 V. Pertanto, occorre un sistema di controllo dei cicli di carica e scarica che interrompa la carica quando la tensione raggiunge il limite superiore (tensione di *cut-off* in carica) e la scarica quando la tensione raggiunge il limite inferiore (tensione di *cut-off* in scarica).

### *Capacità*

La capacità di una batteria, misurata in Ah, è la carica elettrica che può essere erogata in una scarica completa. La capacità nominale è ottenuta scaricando la batteria in un tempo specificato e misurando la corrente di scarica:

$$C_n = I_n t_n \quad (1-41)$$

La capacità effettivamente disponibile dipende infatti dalla velocità di scarica: all'aumentare della corrente di scarica, aumentano le perdite dovute alla resistenza interna della batteria e si riduce la capacità effettivamente erogata.

Moltiplicando la capacità nominale per la tensione nominale della batteria, si ottiene l'energia nominale che può essere erogata, spesso chiamata anch'essa impropriamente capacità.

*Velocità di carica/scarica (C-rate)*

La corrente di carica e scarica delle batterie viene spesso indicata come valore relativo attraverso il *C-rate*, pari al rapporto tra la corrente assorbita o erogata e la capacità nominale (o, equivalentemente, tra la potenza e l'energia nominale):

$$C\text{-rate} = \frac{I}{C_n} = \frac{P}{E_n} \quad (1-42)$$

Il reciproco del *C-rate* è il tempo in ore impiegato per caricare o scaricare completamente la batteria a corrente costante: per esempio, una batteria da 100 Ah scaricata a 1C eroga 100 A di corrente e si scarica completamente in 1 h; la stessa batteria scaricata a 2C eroga 200 A e si scarica in mezz'ora.

*Livello di carica (SOC)*

Il SOC (*State Of Charge*) esprime la percentuale di carica disponibile nella batteria a un dato istante rispetto alla capacità nominale:

$$SOC = 100 \frac{Q_{\text{disponibile}}}{C_n} [\%] \quad (1-43)$$

*Efficienza di carica*

L'efficienza di carica, o efficienza coulombica, è il rapporto tra la carica prelevata dalla batteria durante la scarica e quella accumulata, oppure tra l'energia scaricata e l'energia fornita alla batteria. L'efficienza tiene conto delle perdite di conversione e dell'autoscarica della batteria.

## 1.7.2 Batterie piombo-acido

Le batterie piombo-acido sono una tecnologia consolidata che trova ancora oggi ampia diffusione come sistema di accumulo elettrochimico in numerosi ambiti industriali, in virtù soprattutto del basso costo e dell'alta densità di potenza ed energia.

*Principio di funzionamento*

Una cella piombo-acido (Figura 1-27) è costituita da un elettrodo positivo in ossido di piombo ( $PbO_2$ ) e un elettrodo negativo in piombo metallico ( $Pb$ ), immersi in una soluzione acquosa di acido solforico ( $H_2SO_4$ ). Durante la scarica, il piombo dell'elettrodo negativo si ossida, liberando elettroni e formando solfato di piombo con gli ioni negativi dell'elettrolita; al polo positivo, l'ossido di piombo acquista elettroni e si riduce, reagendo anch'esso con l'elettrolita e ottenendo solfato di piombo e

acqua: in tal modo, diminuisce la densità dell'elettrolita. Durante la carica, il processo è invertito e vengono ripristinati i materiali attivi degli elettrodi e la concentrazione iniziale dell'acido solforico.

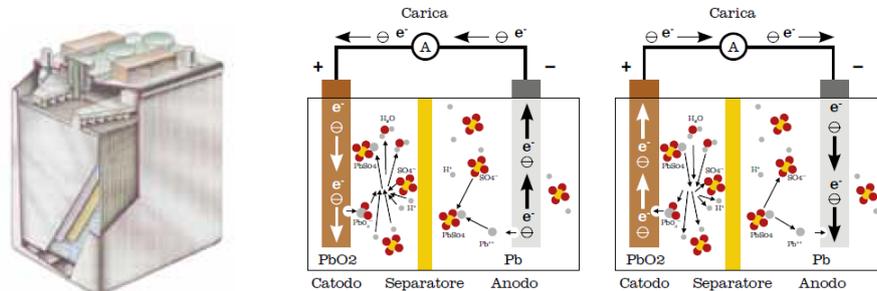
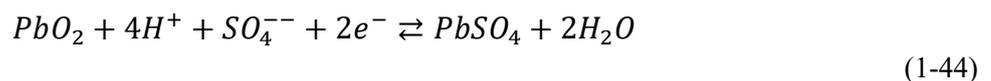


Figura 1-27: Struttura schematica di una cella piombo-acido. [4]

Le reazioni ai due poli sono così descritte:

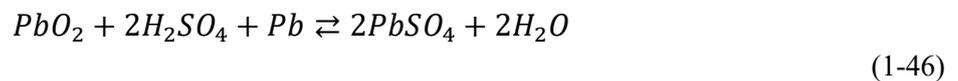
- Al polo positivo:



- Al polo negativo:



La reazione complessiva è quindi:



Dove la freccia verso destra indica il verso della reazione durante la scarica e quella verso sinistra durante la carica.

#### *Aspetti costruttivi*

Queste celle hanno una tensione nominale di 2 V. La tensione effettiva dipende dalla temperatura e dal livello di carica, legato alla concentrazione dei reagenti e dei prodotti. Nelle applicazioni pratiche, per ottimizzare il peso e le dimensioni, si realizzano blocchi di celle connesse in serie, con una tensione nominale totale di 12 o 24 V. Gli elettrodi possono essere piastre formate da una griglia metallica e uno strato spugnoso di materiale attivo, oppure contenitori tubolari riempiti con il materiale attivo e un conduttore in piombo.

Gli accumulatori piombo-acido si dividono principalmente in due categorie:

- accumulatori aperti o VLA (*Vented Lead Acid*);
- accumulatori sigillati o VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*).

Gli accumulatori VLA presentano un'apertura che consente di espellere l'ossigeno e l'idrogeno prodotti da reazioni parassite di elettrolisi dell'acqua durante la carica: questo comporta però un consumo dell'elettrolita e una conseguente diminuzione dell'energia disponibile, che deve essere contrastata aggiungendo periodicamente acqua all'elettrolita. Inoltre, la miscela di gas espulsi è altamente esplosiva, ed è quindi necessario limitare la produzione di tali gas interrompendo il processo di carica quando la batteria raggiunge un valore di tensione di *cut-off* e dotare l'accumulatore di un adeguato sistema di ventilazione.

Negli accumulatori VRLA, l'idrogeno prodotto al polo negativo viene veicolato verso il polo positivo, dove è prodotto l'ossigeno, per ricombinarsi con esso e riottenere l'acqua: in tal modo, si riducono le emissioni di idrogeno, la manutenzione e i sistemi di ventilazione. Tuttavia, è comunque necessaria una valvola di sfogo, poiché i gas non si ricombinano completamente se la corrente di scarica è troppo elevata; inoltre, la ricombinazione è una reazione esotermica che può comportare la fuga termica ed eventualmente la distruzione della batteria. Per questi motivi, nonostante la maggiore densità di potenza ed energia, questo tipo di accumulatori ha una durata di vita utile inferiore ai VLA.

Un altro importante fattore di invecchiamento comune a entrambi i tipi di batterie è la solfatazione, ossia la formazione di cristalli di solfato di piombo sugli elettrodi: se l'accumulatore non viene ricaricato a sufficienza dopo la scarica, questi cristalli tendono ad accrescersi e a non ripristinare completamente i materiali attivi durante la ricarica, risultando in una diminuzione della capacità.

### 1.7.3 Batterie agli ioni di litio

La tecnologia degli accumulatori agli ioni di litio (*Li-ion*), di sviluppo più recente, vede oggi come principale applicazione la propulsione di veicoli elettrici e ibridi, ma è allo studio l'utilizzo come sistema di accumulo per impianti fotovoltaici.

#### *Principio di funzionamento*

Una cella agli ioni di litio è formata da strati sottili di elettrodi e separatori immersi nell'elettrolita (Figura 1-28). L'elettrodo positivo è solitamente realizzato in un ossido metallico di litio della forma  $LiMO_2$ , dove  $M$  indica uno o più metalli quali cobalto, nichel e manganese. L'elettrodo negativo è tipicamente in grafite litiata ( $LiC_6$ ). L'elettrolita è una soluzione di sali di litio, come il  $LiPF_6$ , in una miscela di solventi organici, oppure un gel formato da una matrice polimerica in cui è incapsulato l'elettrolita liquido. I materiali attivi hanno la peculiarità di una struttura stratificata o a tunnel in cui gli ioni di litio possono essere facilmente inseriti o estratti (meccanismo di intercalazione).

Nel processo di scarica, gli ioni di litio ( $Li^+$ ) intercalati nella matrice grafite dell'anodo vengono estratti e migrano verso il catodo, che si riduce intercalandoli tra gli strati di ossido metallico; la scarica si arresta quando tutto il litio presente ha raggiunto il catodo. Durante la carica, il flusso di ioni è invertito.

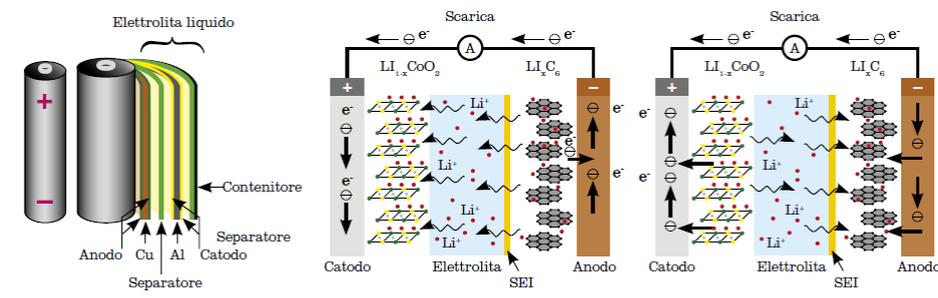


Figura 1-28: Struttura schematica della cella agli ioni di litio. [4]

### Aspetti costruttivi

Gli strati di elettrodi sono ottenuti dalla diffusione del materiale attivo su un substrato metallico, che costituisce il collettore di corrente ed è realizzato in un metallo che non reagisce con l'elettrolita, tipicamente rame per il catodo e alluminio per l'anodo. Le celle con elettrolita liquido possono avere forma cilindrica, prismatica, a busta o a bottone, mentre quelle con elettrolita polimerico formano fogli sottili flessibili.

Esistono poi diverse combinazioni di materiali catodici e anodici, che danno luogo a parametri diversi (tensione, densità di potenza, densità di energia, durata, sicurezza).

Il materiale catodico più usato in passato era l'ossido di litio-cobalto ( $LiCoO_2$  o LCO), che presentava però criticità legate all'instabilità del catodo in caso di sovraccarico della batteria e al costo e alla tossicità del cobalto. Sono stati quindi sviluppati altri ossidi metallici di litio che prevedono l'aggiunta di altri metalli (nichel, manganese, alluminio) per limitare la quantità di cobalto o eliminarlo totalmente, migliorando la stabilità e riducendo il costo del catodo. Un altro materiale promettente è il fosfato di litio e ferro ( $LiFePO_4$  o LFP), con un costo più basso e un'elevata sicurezza rispetto agli ossidi di litio, nonostante la tensione più bassa e la maggiore resistenza interna dovuta alla scarsa conduttività ionica.

La grafite è attualmente il materiale anodico più diffuso. La ricerca di materiali alternativi è volta soprattutto a evitare la formazione del SEI (*Solid Electrolyte Interface*), uno strato passivante ottenuto dalla decomposizione dell'elettrolita durante la carica: questa criticità è dovuta al basso potenziale elettrochimico della grafite, a cui l'elettrolita risulta instabile, e limita fortemente il numero di cicli della batteria. La principale alternativa alla grafite è il titanato di litio ( $Li_4Ti_5O_{12}$  o LTO), che permette alla batteria di sopportare un numero molto più elevato di cicli grazie all'assenza di reazioni parassite con l'elettrolita e della formazione del SEI. Tuttavia, le celle a LTO una tensione più bassa dovuta all'alto potenziale anodico e, di conseguenza, una densità di energia inferiore rispetto alle celle con anodo grafítico.

In generale, come già osservato per le batterie piombo-acido, anche le batterie agli ioni di litio possono essere pericolose se sovraccaricate elettricamente o termicamente, e necessitano quindi di un sistema di gestione della carica e bilanciamento delle celle.

	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Tensione nominale (V)	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
Tipo di catodo	LiNiCoAlO <sub>2</sub>	LiNiCoMnO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>
Tipo di anodo	C	C	C	C	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>
Potenza (W/kg)	Alta	Buona	Media	Media	Media/Bassa
Energia (Wh/kg)	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
Vita cicli	Buona	Buona	Media	Media	Alta
Vita calendario	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30 °C	Buona
Livello di sviluppo	Matura	Crescita/Matura	Matura	Crescita	Crescita
Sicurezza catodo	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
Sicurezza cella	Scadente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Figura 1-29: Parametri tipici delle diverse tecnologie agli ioni di litio. [4]

### 1.7.4 Sistema di gestione della carica

Il regolatore di carica o BMS (*Battery Management System*) gestisce i flussi di energia tra generatore FV, batterie e carico. La funzione principale è il controllo dei cicli di carica e scarica del sistema di accumulo, evitando di caricarlo o scaricarlo eccessivamente per preservarne la vita utile e aumentarne la disponibilità. Il sistema di controllo può inoltre svolgere la funzione di equalizzazione tra le celle, per mantenerle il più possibile a un uguale livello di carica: un metodo semplice di equalizzazione durante la carica consiste nel sovraccaricare per un breve tempo la batteria a una tensione superiore a quella massima ammissibile.

Questa funzione viene svolta automaticamente dal regolatore interrompendo la carica o la scarica quando la tensione delle batterie raggiunge un valore di soglia massimo nella carica (HVD, *High Voltage Disconnection*) o minimo nella scarica (LVD, *Low Voltage Disconnection*). Se viene raggiunto l'LVD, le batterie potrebbero essere disconnesse dal carico: pertanto, il regolatore prevede anche una soglia di tensione di riallacciamento del carico (LVR) quando le batterie raggiungono un sufficiente livello di carica per poter essere ricollegate al carico.

Le soglie di tensione si basano sul SOC delle batterie, che deve essere monitorato dal regolatore. Una stima accurata del SOC è semplice da ottenere nelle batterie piombo-acido aperte, poiché esso è circa proporzionale alla densità dell'elettrolita, facilmente misurabile con un idrometro; in altri casi (batterie piombo-acido sigillate e batterie agli ioni di litio) la stima è più complessa e può basarsi sulla tensione misurata (molto accurata solo se la tensione è misurata a vuoto, quindi non adatta nelle operazioni di carica/scarica) oppure sulla corrente, calcolando la carica trasferita alla batteria o prelevata da essa (*coulomb counting*).

Il tipo di regolatore di carica dipende da come le batterie sono interfacciate con l'impianto FV: se sono collegate al lato DC dell'impianto, si utilizza un regolatore abbinato a un MPPT oppure a un inverter ibrido, che ha l'ingresso DC dal generatore fotovoltaico, un'uscita in AC per il carico e una

in DC per le batterie; se le batterie sono collegate al lato AC dell'impianto, la carica è gestita da un inverter apposito, ovviamente aggiuntivo rispetto a quello del generatore FV.

## Capitolo 2

# 2 Aspetti progettuali degli impianti connessi alla rete

### 2.1 Configurazioni degli impianti connessi alla rete

Le configurazioni degli impianti fotovoltaici sono associate alla scelta dell'inverter: in base al tipo di applicazione è possibile impiegare un solo inverter centralizzato o più inverter che gestiscono ciascuno una parte più o meno estesa dei moduli. Le principali configurazioni sono:

- Inverter centralizzato;
- Inverter di sottocampo;
- Inverter di stringa;
- Inverter di modulo.

#### 2.1.1 Inverter centralizzato

Una configurazione con un singolo inverter può portare vantaggi economici per la riduzione dei costi di installazione e manutenzione, ed è indicata per piccoli impianti con moduli identici aventi la stessa esposizione, ma poco adatta a impianti di taglia rilevante, poiché i moduli potrebbero essere esposti in modo diverso alla luce solare e, se tutte le stringhe sono collegate allo stesso inverter, la presenza di una o più stringhe ombreggiate o guaste non garantisce il corretto funzionamento del MPPT e lo sfruttamento ottimale della potenza dell'impianto. In entrambi i casi, poi, un guasto all'inverter comporta la perdita totale della produzione dell'impianto.

Per migliorare l'efficienza è possibile progettare l'impianto prevedendo stringhe formate da pochi moduli in serie (in genere fino a 5), in modo da limitare l'effetto di un modulo ombreggiato sulla corrente di stringa; questa soluzione, se la massima tensione a circuito aperto della stringa risulta non superiore a 120 V, permette anche di progettare l'impianto in Classe III, risparmiando i costi della protezione di Classe II e dei relativi certificati richiesti per tensioni superiori.

Un'ulteriore soluzione è la configurazione *master-slave*, che prevede di suddividere la potenza tra più inverter di taglia ridotta: nelle ore di funzionamento a bassa irradianza, la potenza è gestita interamente da un solo inverter (*master*) e, all'aumentare dell'irradianza e della potenza generata, si attivano gli altri inverter (*slave*); l'inverter *master* viene scelto a rotazione in modo da assicurare cicli

di funzionamento simili a tutti gli inverter. Con questa configurazione si può ottenere una migliore efficienza rispetto a un impianto con un solo inverter, specialmente nelle ore con bassa irradianza.

### **2.1.2 Inverter di sottocampo e di stringa**

In un impianto con moduli con diversa esposizione, una soluzione con inverter di sottocampo o di stringa consente un migliore adattamento della potenza al variare delle condizioni di irraggiamento. Ogni stringa è realizzata collegando moduli aventi uguale orientamento, inclinazione e ombreggiatura. Ciascun inverter gestisce la potenza di una stringa o di una porzione del campo FV costituita da più stringhe con la stessa esposizione (sottocampo).

Questa configurazione consente di posizionare gli inverter nelle immediate vicinanze delle stringhe che lo alimentano, semplificando l'installazione e riducendo i cablaggi lato DC. Inoltre, nel caso di inverter di stringa, non sono richiesti il quadro di parallelo stringhe e del relativo cavo di connessione all'inverter.

Un altro vantaggio di questa soluzione è la maggiore flessibilità, sia nell'esercizio, poiché un guasto a un inverter non preclude la produzione all'intero impianto, sia nell'espansione dell'impianto: se ciascuna stringa è indipendente, si può aumentare o diminuire il numero di moduli che la formano senza modificare le altre stringhe; se più stringhe sono connesse in parallelo in un sottocampo, devono essere modificate allo stesso modo per avere la stessa tensione, senza però influire sugli altri sottocampi. Questo permette inoltre di realizzare le stringhe o i sottocampi con diverse tecnologie di moduli. Al contrario, nella configurazione a inverter centralizzato è possibile cambiare il numero di moduli solo modificando allo stesso modo tutte le stringhe.

Per migliorare ulteriormente l'efficienza, si adotta la configurazione "team", simile alla soluzione *master-slave* per l'impianto centralizzato. In condizioni di irradianza elevata, ciascun inverter gestisce la potenza del proprio sottocampo o della propria stringa; con bassa irradianza, tutti i sottocampi vengono connessi in parallelo tramite un congiuntore automatico DC, in modo da formare un unico campo alimentato da un solo inverter. In questo modo, facendo lavorare un solo inverter a carico elevato anziché più inverter a basso carico, l'efficienza dello stadio di conversione può migliorare. Ovviamente, la soluzione ha lo svantaggio di una maggiore complessità di installazione e regolazione della potenza.

### **2.1.3 Inverter multi-stringa**

Una configurazione alternativa per un impianto di potenza medio-bassa prevede di dotare ogni stringa di un MPPT connesso a un inverter centralizzato, anziché un inverter individuale per ciascuna stringa. Questa soluzione ha un costo decisamente inferiore a quella con inverter di stringa, conservando la possibilità di usare stringhe con un numero diverso di moduli o con diverse tecnologie di moduli. Ritorna però il problema di scarsa flessibilità di esercizio degli impianti con inverter centralizzato.

### 2.1.4 Inverter di modulo

Per ottimizzare in ogni istante la potenza prodotta da ciascun modulo e minimizzare le perdite dovute al *mismatch*, è possibile una configurazione in cui ciascun inverter gestisce la potenza di un singolo modulo. Per tale configurazione si trovano in commercio moduli con l'inverter integrato sul retro e l'uscita direttamente in corrente alternata, noti appunto come moduli AC. In questo modo, non sono necessari cablaggi in continua. Questi impianti garantiscono inoltre la massima flessibilità di esercizio e di espansione.

Gli svantaggi degli impianti con inverter di modulo sono il costo elevato e la bassa efficienza dei convertitori DC/AC, quest'ultima solo in parte compensata dal migliore inseguimento della massima potenza. Gli inverter di modulo sono poi soggetti a un rapido invecchiamento dovuto all'esposizione ad alte temperature sul retro dei moduli, e richiedono una maggiore manutenzione. L'utilizzo di questa configurazione si limita pertanto a impianti di modeste dimensioni.

### 2.1.5 Convertitore di modulo

Similmente alla configurazione multi-stringa, anche gli inverter di modulo possono essere sostituiti da MPPT di modulo connessi a un unico inverter centralizzato tramite un bus DC. L'inverter sarà quindi alimentato a tensione costante lato DC.

## 2.2 Dimensionamento dell'inverter

La scelta del numero di inverter, della potenza nominale e del range di tensioni di funzionamento è influenzata dalla taglia, dal numero e tipo di moduli e dalla configurazione dell'impianto.

### 2.2.1 Scelta della potenza nominale

Il generatore FV e l'inverter devono essere abbinati in modo ottimale in base alle rispettive potenze in uscita. La potenza nominale dell'inverter deve essere simile alla potenza nominale in STC dell'array fotovoltaico, tipicamente con uno scarto massimo del  $\pm 20\%$ , a seconda della tecnologia dell'inverter e del modulo e delle condizioni locali, come l'insolazione regionale e l'orientamento dei moduli.

In effetti, un rapporto di 1:1 tra la potenza dell'array fotovoltaico e la potenza lato AC dell'inverter non è sempre ottenibile, poiché gli inverter sono costruiti con taglie predefinite, mentre il numero di moduli e la potenza del generatore FV sono determinati dalla superficie utilizzabile. Inoltre, anche con un rapporto di potenze 1:1, il generatore può occasionalmente erogare una potenza superiore a quella nominale, portando l'inverter in condizioni di sovraccarico e provocando perdite di energia dovute ai dispositivi di limitazione di potenza e l'invecchiamento precoce del convertitore. Infine, quando l'inverter è installato sul tetto o all'esterno, potrebbe essere esposto a temperature ambiente elevate. Questo vale anche per i sistemi utilizzati nelle zone climatiche più calde, caratterizzate non

solo da alte temperature, ma anche da livelli di irradianza molto elevati, che possono superare i 1000 W/m<sup>2</sup> per diverse ore giornaliere, e per gli impianti installati ad alta quota, con una minore convezione naturale e quindi una minore efficacia nel raffreddamento dell'inverter. Al contrario, se il generatore è installato in un sito con scarsa esposizione solare, un inverter di potenza uguale o superiore a quella dell'array può presentare maggiori perdite per il funzionamento prolungato a basso carico. Questi fattori giustificano quindi la scelta della taglia dell'inverter in un range intorno alla taglia del generatore FV. In generale, viene raccomandato come soluzione di compromesso un rapporto di potenza pari a 1:1,1 tra le potenze del generatore e dell'inverter, ed è opportuno considerare la caratteristica di sovraccarico di quest'ultimo.

### 2.2.2 Scelta del livello di tensione

La tensione di alimentazione lato DC dell'inverter è pari alla somma delle tensioni dei moduli collegati in serie in una stringa. Poiché la tensione del modulo  $e$ , di conseguenza, la tensione del generatore fotovoltaico dipendono dalla temperatura (cfr. Sezione 1.2.3), nel dimensionamento dell'inverter è necessario considerare i casi estremi di funzionamento invernale ed estivo. Al variare della temperatura tra questi due casi estremi, il campo di funzionamento dell'inverter deve mantenersi compatibile con la curva corrente-tensione dell'array fotovoltaico. In particolare, il range di funzionamento del MPPT dell'inverter deve includere i punti di massima potenza dell'array per diverse temperature. Tuttavia, per verificare la compatibilità dell'inverter con la curva I-U del generatore, devono essere considerate anche la tensione minima di spegnimento (*cut-off*) e la massima tensione ammissibile dell'inverter.

#### *Massima tensione e massimo numero di moduli in serie*

Per il funzionamento dell'impianto a basse temperature si considera un caso estremo con una temperatura di cella di -10°C, che determina la massima tensione del modulo, applicando la relazione:

$$U_{oc\ max} = U_{oc}(T_c = -10^\circ\text{C}) = U_{oc}(STC) \left( 1 - 35 \frac{\beta_{U_{oc}}}{100} \right) \quad (2-1)$$

Moltiplicando per il numero dei moduli in serie per stringa, si ottiene la massima tensione dell'array FV. Per evitare di danneggiare l'inverter, tale tensione non deve essere superiore alla massima tensione sopportabile da esso  $U_{inv\ max}$ . Il massimo numero di moduli in serie in una stringa tale da soddisfare questo requisito si calcola quindi come:

$$N_{s\ max} = \frac{U_{inv\ max}}{U_{oc\ max}} \quad (2-2)$$

*Minima tensione e minimo numero di moduli in serie*

Nel funzionamento estivo con piena irradianza, i moduli possono raggiungere temperature oltre 60°C. Come caso estremo si considera una temperatura di 75°C, da cui si ricava la minima tensione nel MPP:

$$U_{m \min} = U_m(T_c = 75^\circ\text{C}) = U_m(\text{STC}) \left( 1 + 50 \frac{\beta_{U_m\%}}{100} \right) \quad (2-3)$$

Dove il coefficiente termico  $\beta_{U_m}$ , se non fornito dal costruttore, può essere approssimato con quello della tensione a vuoto  $\beta_{U_{oc}}$  o ricavato da esso tramite alcune correlazioni.

Per garantire l'inseguimento della massima potenza ad alte temperature, la minima tensione di funzionamento del MPPT non deve essere inferiore alla minima tensione del generatore nel punto di massima potenza. Questo determina il numero minimo di moduli in serie per stringa:

$$N_{s \min} = \frac{U_{MPPT \min}}{U_{m \min}} \quad (2-4)$$

### 2.2.3 Scelta della massima corrente

Per terminare il dimensionamento, è necessario verificare che la massima corrente erogata dall'array fotovoltaico non superi la massima corrente sopportabile dall'inverter. Si ricava quindi il massimo numero di stringhe che possono essere collegate in parallelo:

$$N_{p \max} = \frac{I_{inv \max}}{I_{st \max}} \quad (2-5)$$

La massima corrente erogata dalla stringa  $I_{st \max}$  corrisponde generalmente alla corrente di cortocircuito della stringa in STC. Tuttavia, poiché l'irradianza può talvolta superare il valore standard di 1000 W/m<sup>2</sup>, può essere ragionevole considerare, ai fini del dimensionamento, una massima corrente di stringa fino al 25% superiore a quella in STC:

$$I_{st \max} = (1 \div 1,25)I_{sc}(\text{STC}) \quad (2-6)$$

Infatti, qualora si scegliesse il numero di stringhe in base alla massima corrente in STC nonostante l'irradianza raggiunga valori più elevati, l'inverter potrebbe risultare sottodimensionato e dovrebbe essere stimata la frequenza con cui esso funziona in sovraccarico, in modo da verificare che le perdite di conversione si mantengano entro un limite tale da evitare di danneggiare i componenti elettronici del convertitore.

## 2.3 Dimensionamento dei cavi

Il dimensionamento dei cavi lato continua deve tenere conto della variabilità delle condizioni di funzionamento dell'impianto, in modo da poter assicurare ai cavi una vita utile simile a quella dell'impianto stesso (20÷25 anni). I criteri di dimensionamento per i cavi solari e non solari sono piuttosto simili, con alcune differenze legate alle diverse condizioni di posa.

### 2.3.1 Scelta della tensione nominale

La massima tensione del generatore FV, solitamente assunta pari alla tensione a vuoto a  $-10^{\circ}\text{C}$  calcolata con la (2-1), non deve superare la tensione nominale d'impiego del cavo in corrente continua. Quest'ultima è in genere pari a 1,5 volte la tensione nominale d'impiego dello stesso cavo in corrente alternata.

### 2.3.2 Scelta della sezione

La sezione dei cavi dell'impianto FV deve essere determinata in modo che:

- La portata del cavo  $I_z$  non sia inferiore alla sua corrente d'impiego  $I_b$ ;
- La caduta di tensione sulla linea non superi la massima caduta di tensione ammissibile.

*Corrente d'impiego e portata del cavo*

La corrente d'impiego dei cavi lato DC è valutata considerando che, nel normale funzionamento, i moduli erogano una corrente prossima a quella di cortocircuito  $I_{sc}$ . Per i cavi di stringa la corrente d'impiego è quindi calcolata come:

$$I_b = 1,25I_{sc}(STC) \quad (2-7)$$

Dove il fattore 1,25 tiene conto del funzionamento con un'irradianza superiore al valore standard, supponendo, nel caso più critico, una maggiorazione del 25% sulla corrente di cortocircuito. Per i cavi a valle dei quadri di sottocampo, si considera una corrente d'impiego pari alla corrente di cortocircuito erogata dalle  $N$  stringhe messe in parallelo dal quadro, valutata sempre nel caso di irradianza più critico:

$$I_b = 1,25NI_{sc}(STC) \quad (2-8)$$

I costruttori indicano tipicamente la portata standard del cavo  $I_0$ , riferita a condizioni di posa in aria libera a  $30^{\circ}\text{C}$ . Poiché i cavi dell'impianto fotovoltaico sono solitamente in diverse condizioni di temperatura e posa, la portata deve essere ridotta tramite un coefficiente  $k_1$ , che assume i valori:

- Per i cavi solari:  $k_1 = 0,58 \cdot 0,9 = 0,52$
- (2-9)

- Per i cavi non solari:  $k_1 = 0,58 \cdot 0,91 = 0,53$  (2-10)

Il fattore 0,58 tiene conto della temperatura sul retro dei moduli, assunta pari a 70°C, mentre il secondo fattore (0,9 per i cavi solari e 0,91 per i cavi non solari) è un'ulteriore riduzione per la posa in tubo o in canale. È necessario inoltre applicare un coefficiente correttivo  $k_2$  per la posa dei cavi in fascio.

Tabella 2-1: Fattori di correzione della portata per temperature ambiente diverse da 30°C, secondo CEI UNEL 35024/1.

Tabella 2-2: Fattori di correzione della portata per posa dei cavi in fascio, secondo CEI UNEL 35024/1.

La portata del cavo è quindi calcolata come:

$$I_z = k_1 k_2 I_0 \quad (2-11)$$

#### *Verifica della caduta di tensione*

Una volta scelta la sezione tale da assicurare al cavo una portata sufficiente, è possibile ricavare i parametri elettrici del cavo e calcolare la caduta di tensione sulla linea in cavo:

$$\Delta U_{\%} = 100 \frac{\Delta U}{U_m} = 100 \frac{2rLI_m}{U_m} \quad (2-12)$$

Dove  $r$  è la resistenza per unità di lunghezza del cavo [ $\Omega/m$ ],  $L$  la lunghezza della linea in cavo [m],  $U_m$  e  $I_m$  la tensione e la corrente di stringa o di sottocampo, a seconda del cavo considerato, nel punto di massima potenza. Il fattore 2 tiene conto della caduta di tensione sia sul cavo positivo sia su quello negativo.

La caduta di tensione percentuale può essere espressa equivalentemente come perdita di potenza percentuale:

$$\Delta U_{\%} = 100 \frac{2rLI_m}{U_m} = 100 \frac{2rLI_m^2}{U_m I_m} = 100 \frac{\Delta P}{P_m} = \Delta P_{\%} \quad (2-13)$$

### **2.3.3 Dimensionamento del cavo AC**

Per la scelta della sezione del cavo AC che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete, si adottano gli stessi criteri visti per i cavi DC. In questo caso, la corrente d'impiego  $I_b$  è pari alla corrente nominale lato AC dell'inverter. La formula della caduta di tensione in alternata è:

$$\Delta U_{\%} = 100k \frac{L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)I_b}{U_n} \quad (2-14)$$

Dove  $\varphi$  è l'angolo di carico,  $x$  la reattanza per unità di lunghezza del cavo [ $\Omega/m$ ],  $U_n$  la tensione nominale della linea [V] e  $k$  un fattore pari a 2 per le linee monofase e  $\sqrt{3}$  per le linee trifase.

La massima caduta di tensione ammissibile per gli impianti fotovoltaici è indicata generalmente pari al 2%, comprensivo dei cablaggi lato DC e lato AC. Se la caduta di tensione complessiva supera il massimo valore ammissibile, sono necessari cavi di sezione maggiore rispetto a quella scelta con la verifica della portata.

## 2.4 Dimensionamento delle protezioni

### 2.4.1 Protezioni lato DC

#### *Protezioni dei moduli e dei cavi di stringa*

Come discusso nella Sezione 1.5.1, la protezione dei cavi di stringa dalle correnti di guasto a terra può essere evitata ricorrendo a componenti in doppio isolamento, mentre la maggiore criticità è costituita dalle correnti inverse che possono attraversare i moduli in caso di ombreggiatura di una o più stringhe. Con  $N$  stringhe collegate in parallelo allo stesso inverter, la massima corrente inversa che può essere assorbita dai moduli di una stringa è:

$$I_{inv} = 1,25(N - 1)I_{sc}(STC) \quad (2-15)$$

I moduli sono in genere costruiti per sopportare una corrente inversa massima da 2,5 a 3 volte la corrente di cortocircuito in STC, quindi non è richiesta protezione dalle correnti inverse se:

$$I_{inv} \leq 2,5I_{sc}(STC) \quad (2-16)$$

Sostituendo, si trova:

$$1,25(N - 1) \leq 2,5 \Rightarrow N \leq 3 \quad (2-17)$$

Quindi le stringhe devono essere protette se sono almeno 3 collegate in parallelo. In tal caso, il dispositivo di protezione, salvo diverse indicazioni dal costruttore, deve avere una corrente nominale  $I_n$  tale per cui:

$$1,25I_{sc}(STC) \leq I_n \leq 2I_{sc}(STC) \quad (2-18)$$

Il valore minimo permette di evitare interventi intempestivi delle protezioni nel normale funzionamento, ammettendo sempre un'irradianza fino al 25% superiore a quella standard. Il valore massimo è scelto convenzionalmente per assicurare la protezione dei cavi di stringa, che potrebbero avere una portata inferiore alla massima corrente inversa sopportabile dai moduli.

Inoltre, è richiesto che la tensione nominale d'impiego del dispositivo sia:

$$U_e \geq 1,2U_{oc}(STC) \quad (2-19)$$

Bisogna quindi verificare che il potere di interruzione del dispositivo sia superiore alla massima corrente di guasto, per assicurare l'efficacia delle protezioni:

$$I_{cu} \geq 1,25(N - 1)I_{sc}(STC) \quad (2-20)$$

Infine, è necessario verificare le sollecitazioni termiche dei cavi in cortocircuito, tramite il criterio dell'energia specifica passante:

$$I^2t \leq K^2S^2 \quad (2-21)$$

Dove  $I^2t$  è l'integrale di Joule, o energia specifica passante [ $A^2s$ ], riferito alla massima corrente di guasto  $I_{inv}$  per la durata del guasto,  $K$  è una costante che dipende dall'isolante del cavo [ $A \cdot s^{1/2}/mm$ ] ed  $S$  è la sezione del cavo [ $mm^2$ ].

#### *Protezione dei cavi dei quadri di sottocampo*

In un impianto FV con  $N$  stringhe afferenti allo stesso inverter suddivise in sottocampi, un doppio guasto a terra a un cavo che collega un quadro di sottocampo con  $M$  stringhe all'inverter è alimentato a monte dalle  $M$  stringhe di tale quadro e a valle dalle  $N - M$  stringhe rimanenti degli altri sottocampi. Il guasto riceve quindi una corrente a monte:

$$I_1 = 1,25 \cdot M \cdot I_{sc}(STC) \quad (2-22)$$

Questa corrente è uguale alla corrente di impiego del cavo tra il quadro di sottocampo e l'inverter. A valle, il guasto riceve una corrente:

$$I_2 = 1,25 \cdot (N - M) \cdot I_{sc}(STC) \quad (2-23)$$

La corrente a valle è maggiore di quella di impiego se:

$$N - M > M \Rightarrow N > 2M \quad (2-24)$$

Se la portata del cavo interessato dal guasto è inferiore a  $I_2$ , è necessaria una protezione da cortocircuito, installata nel quadro di campo a valle.

## 2.4.2 Protezioni lato AC

Il cavo che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete, essendo dimensionato per una portata non inferiore alla massima corrente erogabile dall'inverter (Sezione 2.3.3), non necessita di protezione contro il sovraccarico. Tuttavia, è richiesta la protezione contro il cortocircuito alimentato dalla rete, realizzata tramite un opportuno dispositivo (tipicamente un interruttore automatico) in prossimità del punto di parallelo con la rete. La corrente nominale di tale dispositivo è scelta in base alla corrente nominale in uscita dall'inverter (designata come corrente d'impiego  $I_b$ ) e alla portata  $I_z$  del cavo AC, secondo il criterio di coordinamento delle protezioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (2-25)$$

In alternativa, come dispositivo di protezione può essere usato l'interruttore generale dell'impianto utilizzatore, verificando che l'energia specifica passante sia sopportabile dal cavo dell'inverter. In tal caso, però, l'intervento dell'interruttore per un guasto all'impianto FV mette fuori servizio l'intero impianto utilizzatore.

## 2.4.3 Protezioni contro i contatti indiretti

I dispositivi e le misure di protezione contro i contatti indiretti dipendono:

- Dal tipo di sistema distributivo (TT, TN, IT);
- Dalla presenza o meno del trasformatore di isolamento;
- Dalla posizione delle masse interessate dal guasto (lato DC o lato AC).

*Protezioni contro i contatti indiretti lato DC in impianti con trasformatore*

In un impianto con sistema IT (Figura 2-1) solo le masse sono connesse all'impianto di terra, mentre tutte le parti attive sono isolate da terra. In caso di primo guasto a terra, è necessario verificare che la resistenza verso terra  $R_e$  sia tale per cui le masse non importino un potenziale verso terra pericoloso:

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad (2-26)$$

La corrente differenziale di primo guasto  $I_d$  non è nota a priori ma molto piccola nei sistemi IT, quindi in genere la relazione è soddisfatta. In caso di doppio guasto a terra, essendo tale guasto alimentato da un generatore di corrente (l'impianto FV), la tensione tra le masse interessate dal guasto deve soddisfare:

$$R_{eqp} I_{cc} \leq 120 \text{ V} \quad (2-27)$$

Dove  $R_{eqp}$  è la resistenza del conduttore tra le due masse guaste e  $I_{cc}$  la corrente di cortocircuito dei moduli che alimentano il guasto. In un impianto di modeste dimensioni la tensione di contatto difficilmente raggiunge valori pericolosi, mentre in impianti più grandi è necessario limitare la probabilità che si verifichi un secondo guasto, rilevando il primo tramite un dispositivo di controllo dell'isolamento.

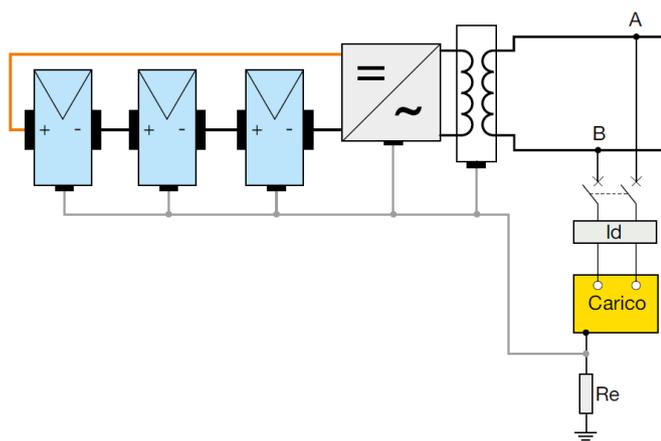


Figura 2-1: Schema circuitale del sistema IT lato continua. [2]

In un impianto con sistema TN, le masse e le parti attive sono connesse allo stesso impianto di terra. Il sistema TN lato continua viene realizzato collegando il polo negativo a terra in prossimità dell'inverter. Il guasto a terra corrisponde pertanto a un cortocircuito come nei sistemi TN in alternata, ma in questo caso i dispositivi di protezione da sovracorrenti non possono intervenire perché l'impianto FV è tale da generare correnti di cortocircuito con valori poco superiori alla corrente nominale. La pericolosità del guasto non deve quindi basarsi sulle correnti di guasto, ma sulle stesse considerazioni fatte per il doppio guasto a terra nei sistemi IT.

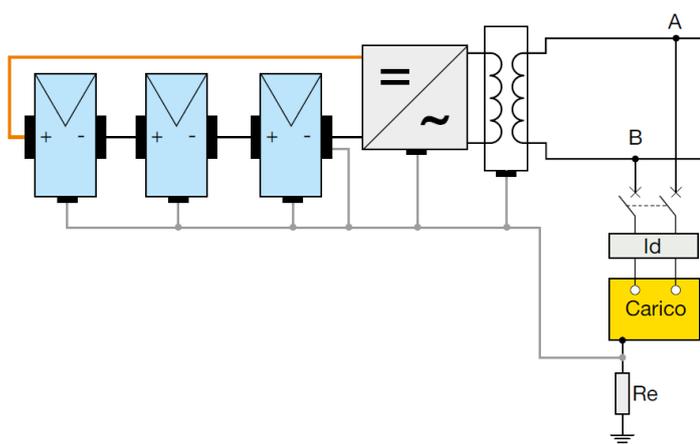


Figura 2-2: Schema circuitale del sistema TN lato continua. [2]

*Protezione contro i contatti indiretti lato AC in impianti con trasformatore*

Negli impianti con sistema TT tutte le masse dell'impianto utilizzatore devono essere protette tramite interruttore differenziale (Figura 2-3). In uscita dall'inverter, oltre al dispositivo di protezione

da sovracorrenti, è necessario un ulteriore interruttore differenziale per proteggere le masse a monte del parallelo con la rete, quale la massa del trasformatore (Figura 2-4). Gli interruttori differenziali rilevano e interrompono le correnti di dispersione provenienti sia dal generatore FV sia dalla rete.

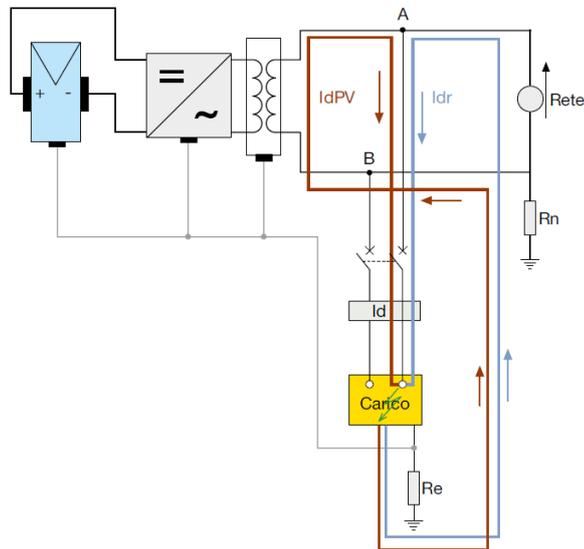


Figura 2-3: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore con sistema TT, con evidenziati i percorsi delle due componenti della corrente di guasto. [2]

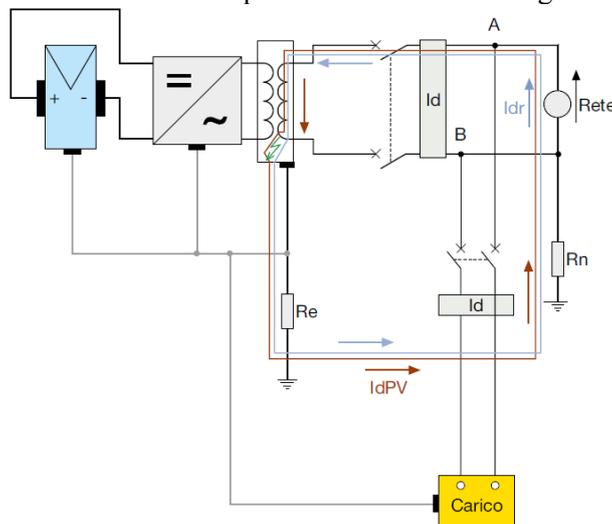


Figura 2-4: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore e delle masse a monte del parallelo con la rete, con sistema TT. [2]

Negli impianti con sistema TN, per proteggere le masse a monte del punto di parallelo con la rete è sufficiente un interruttore magnetotermico (Figura 2-5), purché la corrente di guasto ne determini l'intervento entro i tempi prescritti dalla Norma. Questo deve essere verificato analizzando l'anello di guasto:

$$I_a \leq \frac{U_0}{Z_s}$$

(2-28)

Dove  $I_a$  è la minima corrente di intervento del dispositivo entro 0,4 s per i circuiti terminali o 5 s per i circuiti distributivi,  $U_0$  la tensione di fase che alimenta il guasto e  $Z_s$  l'impedenza dell'anello di guasto. Se la verifica non va a buon fine, è richiesto anche l'interruttore differenziale.

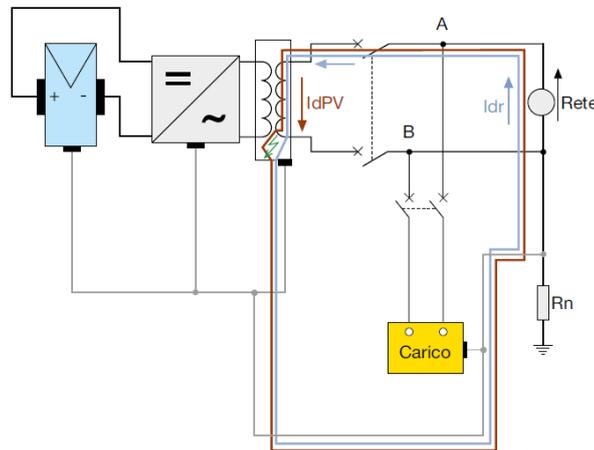


Figura 2-5: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore e delle masse a monte del parallelo con la rete, con sistema TN. [2]

*Protezione contro i contatti indiretti in impianti senza trasformatore*

In assenza del trasformatore di separazione, l'impianto FV deve essere isolato da terra nelle sue parti attive, in modo da diventare un'estensione della rete, che in genere ha un punto di messa a terra.

In caso di guasto a terra lato continua, poiché non è presente l'isolamento galvanico tra l'impianto FV e la rete, il generatore FV inietta nel circuito in alternata a valle dell'inverter una corrente di guasto continua. Pertanto, il dispositivo di protezione necessario a valle dell'inverter è un interruttore differenziale di tipo B, sensibile alla corrente di guasto alternata, a impulso e continua (Figura 2-6), a meno che l'inverter non sia per costruzione tale da non iniettare correnti di guasto continue in rete. Dopo l'intervento dell'interruttore differenziale, l'inverter si disattiva per mancanza di tensione di rete, ma il guasto è ancora alimentato dal generatore fotovoltaico ed è riconducibile a un primo guasto in un sistema IT: valgono quindi le considerazioni viste in precedenza per tale sistema.

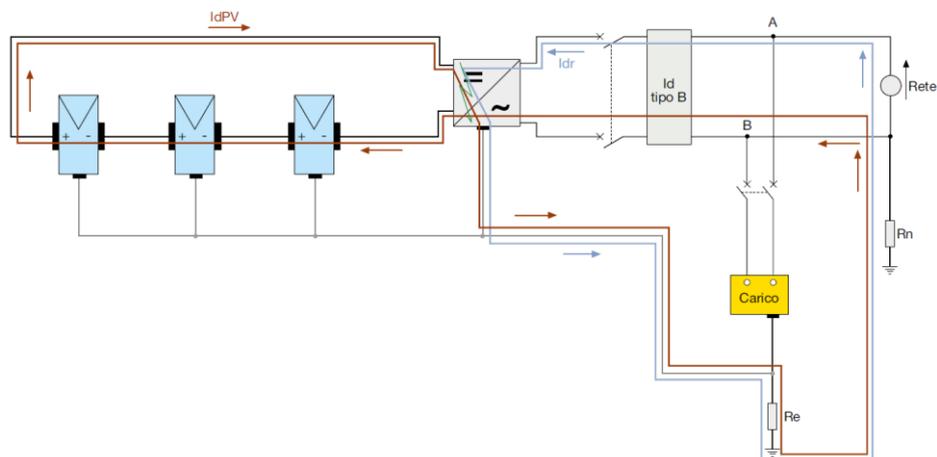


Figura 2-6: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto FV senza trasformatore, con evidenziato il percorso di una corrente di guasto continua sul lato in alternata. [2]

## 2.5 Protezioni contro sovratensioni

Le peculiarità degli impianti fotovoltaici richiedono indicazioni specifiche per quanto riguarda le protezioni contro le sovratensioni, in particolare quelle dovute a fulmini. Nella normativa italiana, da meno di un decennio, è in vigore la Guida CEI 81-28 (*Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici*), che definisce le misure di protezione necessarie, considerando separatamente i due casi di impianto fotovoltaico installato sul tetto e a terra [2] [16]. Obiettivo è la protezione:

- Dell'inverter e delle sue interfacce lato DC e lato AC.
- Del generatore fotovoltaico.
- Delle apparecchiature di controllo e monitoraggio dell'impianto.

La tensione di tenuta di tali apparecchiature deve essere dichiarata dal costruttore. Qualora tale informazione non sia disponibile, la guida fornisce valori indicativi in funzione della tensione nominale del generatore (Tabella 2-3), corrispondenti ai minimi valori di tenuta richiesti dalle norme di prodotto e quindi certamente utilizzabili ai fini del dimensionamento delle protezioni.

Tabella 2-3: Valori indicativi della tensione di tenuta dei componenti dell'impianto FV, da Guida CEI 81-28.

Tensione $U_{oc}(STC)$	Fino a 213 V	Fino a 424 V	Fino a 849 V	Fino a 1500 V
Moduli FV	2,5 kV	4 kV	6 kV	8 kV
Interfaccia DC dell'inverter		2,5 kV	4 kV	6 kV
Interfaccia AC dell'inverter	4 kV			

La guida applica quindi la valutazione del rischio da fulmini prevista dalla Norma CEI EN 62305-2: in queste applicazioni, data la limitata presenza di persone, il rischio di perdita di vite umane risulta molto contenuto e tipicamente minore del rischio accettabile, mentre è molto più significativo il rischio di perdite economiche, legate sia al valore delle apparecchiature sia al mancato reddito in caso di interruzione della produzione. Le misure di protezione sono quindi necessarie quando il loro costo è inferiore al costo delle perdite. Ovviamente, quest'ultimo dipende dalla frequenza di danno tollerabile scelta dal proprietario o gestore dell'impianto in base a una valutazione economica. Definita la frequenza di danno, è possibile scegliere e dimensionare le protezioni contro i fulmini nei due casi d'impianto sopra citati.

### 2.5.1 LPS e scaricatori di sovratensioni

Gli LPS (*Lightning Protection System*), o parafulmini, sono dispositivi installati per intercettare e deviare le correnti dei fulmini che colpiscono un edificio o una struttura. Essi sono costituiti da uno o più elementi metallici che intercettano i fulmini (captatori), conduttori che portano le correnti di fulmine verso il suolo (calate) e dispersori di terra. Gli LPS si dividono in quattro livelli di protezione (LPL, *Lightning Protection Level*), in base a un'efficienza che tiene conto della capacità dei captatori

di intercettare i fulmini (efficienza di captazione) e della capacità dei componenti di sopportare la corrente di fulmine (efficienza di dimensionamento):

- LPL I, con efficienza del 98%.
- LPL II, con efficienza del 95%.
- LPL III, con efficienza del 90%.
- LPL IV, con efficienza dell'80%.

I dispositivi scaricatori di sovratensioni (SPD, *Surge Protection Device*) sono elementi collegati in parallelo a un componente elettrico o elettronico da proteggere contro sovratensioni elevate che possono danneggiarlo. Questi dispositivi sono caratterizzati da un livello di protezione  $U_p$ : se la tensione applicata supera tale livello, essi intervengono scaricando verso terra una corrente tale da limitare la tensione a un valore detto di tensione residua.

Per proteggere i componenti degli impianti fotovoltaici contro le sovratensioni dovute a fulmini, gli SPD più impiegati sono gli spinterometri e i varistori.

Gli spinterometri appartengono alla famiglia dei dispositivi a innesco, e sono costituiti da due elettrodi separati da aria: quando il campo elettrico dovuto alla sovratensione supera la rigidità dell'aria, si innesca un arco che limita la sovratensione a un valore residuo molto basso. Tuttavia, la tensione d'innesco è influenzata dalle condizioni atmosferiche e la bassa tensione residua impedisce all'arco di estinguersi spontaneamente una volta cessata la sovratensione.

I varistori sono dispositivi a limitazione, costituiti da un elemento solido con resistenza variabile con la tensione applicata: in caso di sovratensione, la resistenza si riduce e consente al dispositivo di condurre la corrente di scarica; al termine della sovratensione, la resistenza aumenta e la corrente viene interrotta automaticamente. Lo svantaggio principale è la presenza di una corrente di dispersione in assenza di sovratensioni.

Gli scaricatori si distinguono in due tipi, corrispondenti a due classi di correnti di prova:

- Gli scaricatori di tipo 1 sono utilizzati per scaricare le correnti di fulmine che entrano direttamente nell'impianto. Questi dispositivi sono in grado di condurre in modo sicuro una corrente a impulso con forma d'onda 10/350  $\mu\text{s}$  (classe di prova I), che raggiunge il suo valore di picco  $I_{imp}$  (corrente impulsiva di scarica) in 10  $\mu\text{s}$  e decade a metà del picco in 350  $\mu\text{s}$ .
- Gli scaricatori di tipo 2 sono impiegati per proteggere le apparecchiature dalle sovratensioni indotte da fulmini sull'edificio o in prossimità di esso. La corrente di prova di questi SPD è un impulso con forma d'onda 8/20  $\mu\text{s}$  (classe di prova II), con valore di picco  $I_n$  (corrente nominale di scarica).

## 2.5.2 Impianti FV installati sul tetto di edifici senza LPS

Se l'impianto fotovoltaico è installato sul tetto, bisogna in primo luogo valutare l'area di raccolta dell'edificio, per determinare se è necessario installare un LPS. L'installazione non è richiesta se l'area di raccolta  $A_d$  soddisfa la relazione:

$$A_d \leq \frac{8F_T \cdot 10^5}{c_d N_g} \quad (2-29)$$

Dove  $F_T$  è la frequenza del danno tollerabile,  $c_d$  il fattore di ubicazione, che dipende dalla presenza di edifici circostanti, e  $N_g$  il numero di fulmini all'anno per km<sup>2</sup>.

Se non è richiesto nessun LPS, bisogna proteggere la linea elettrica BT in alternata entrante nell'edificio, a meno che esso non si trovi in un'area urbana. La protezione si realizza tramite un SPD di classe di prova I installato nel quadro principale all'ingresso della linea nell'edificio, con corrente impulsiva  $I_{imp}$  di almeno 5 kA e corrente nominale di scarica  $I_n$  di almeno 15 kA. Il livello di protezione  $U_p$  deve tenere conto delle lunghezze dei cablaggi del dispositivo. Se l'SPD è installato a meno di 10 metri dall'apparecchiatura da proteggere (in questo caso, l'interfaccia AC dell'inverter), il livello di protezione deve essere tale per cui:

$$U_p = U_{p/f} - \Delta U \leq 0,8U_w - \Delta U \quad (2-30)$$

Dove  $U_{p/f}$  è il livello di protezione effettivo del dispositivo,  $U_w$  la tensione di tenuta all'impulso dell'apparecchiatura da proteggere e  $\Delta U$  la caduta di tensione indotta sui conduttori di collegamento dell'SPD verso i conduttori dell'impianto e la barra equipotenziale di terra, calcolabile, per una lunghezza complessiva dei cablaggi  $\Delta l$ , come:

$$\Delta U = \Delta l \cdot 1 \text{ kV/m} \quad (2-31)$$

Se l'SPD è posizionato a distanze maggiori dall'apparecchiatura da proteggere, è richiesto un SPD aggiuntivo, coordinato con quello a inizio linea, di classe di prova II in prossimità dell'inverter, con livello di protezione non superiore alla tensione di tenuta dell'interfaccia AC dell'inverter. In alternativa, l'SPD di classe I visto sopra può essere dimensionato con un livello di protezione più basso:

$$U_p = U_{p/f} - \Delta U \leq 0,5U_w - \Delta U \quad (2-32)$$

La tensione massima continuativa  $U_c$  di questi SPD deve essere superiore a  $1,1U_0$ , con  $U_0$  tensione nominale verso terra della linea AC.

Si procede poi dimensionando le protezioni del cavo DC che collega il generatore FV all'inverter. I moduli FV e l'interfaccia DC dell'inverter devono essere protetti tramite SPD di classe II contro sovratensioni indotte da fulminazioni indirette sul cavo DC se la sua lunghezza soddisfa la relazione:

$$l > 90U_w \left( \frac{F_T}{N_g} \right)^{0,5} \quad (2-33)$$

Gli SPD devono avere un livello di protezione non superiore alla tensione di tenuta delle rispettive apparecchiature da proteggere, oppure calcolato con la (2-30) o la (2-32) a seconda che siano installati a distanza minore o maggiore di 10 m dalle apparecchiature. Inoltre, se non è soddisfatta la (2-33), i moduli devono essere protetti dalle sovratensioni condotte dalla linea in alternata se l'SPD a monte ha un livello di protezione superiore alla tensione di tenuta del generatore o si trova a una distanza di oltre 10 m dai moduli.

Questi SPD devono avere una tensione massima continuativa  $U_c$  pari ad almeno 1,2 volte la  $U_{oc}(STC)$  del generatore FV e una  $I_n$  di almeno 5 kA.

### 2.5.3 Impianti FV installati sul tetto di edifici con LPS

Quando non è soddisfatta la relazione (2-29), è richiesta l'installazione di un LPS, i criteri di protezione dell'impianto FV sono simili a quelli appena visti, con alcune modifiche che permettono di coordinare gli SPD con l'impianto LPS.

Il generatore FV può essere isolato o collegato all'LPS. Questo dipende in particolare dalla distanza tra i moduli e i componenti dell'LPS: se tale distanza è superiore a una distanza minima di sicurezza, che dipende dalla struttura, dal livello di protezione e dal materiale di separazione dell'LPS, i moduli possono essere isolati. In caso contrario, le parti dell'impianto FV a distanza inferiore a quella di sicurezza devono essere collegate elettricamente all'LPS; in tal modo, in caso di fulminazione diretta, parte della corrente di fulmine può entrare nell'edificio attraverso il generatore FV, e sono pertanto necessarie protezioni contro le sovratensioni in grado di sopportare le correnti di fulmine.

La linea AC deve essere protetta con un SPD di tipo I avente  $I_{imp}$  di almeno 10 kA e  $I_n$  di almeno 15 kA. L'inverter, se si trova ad almeno 10 m dall'SPD a monte, deve essere protetto da un SPD all'interfaccia AC, di classe II se l'inverter si trova nel basamento dell'edificio o l'LPS è isolato dall'impianto FV, o di classe I se l'inverter non è situato nel basamento e l'LPS non è isolato dall'impianto FV.

La struttura metallica che sostiene i moduli deve essere collegata alla barra equipotenziale posta in prossimità dell'inverter, con un cavo posizionato il più vicino possibile al cavo di alimentazione DC, in modo da limitare la spira e le sovratensioni indotte; a tale scopo, anche i cavi di collegamento tra i moduli dovrebbero essere disposti in modo opportuno.

Le sovratensioni indotte nella spira possono essere calcolate come indicato nella Norma CEI EN 62305-4, per dimensionare gli SPD qualora esse superino la tensione di tenuta dei cavi. Tuttavia, questo può essere evitato prevedendo SPD di classe di prova II a entrambe le estremità del cavo, in prossimità dei moduli da un lato e dell'inverter dall'altro. Se l'LPS è isolato dai moduli, questi SPD devono avere una  $I_n$  di almeno 5 kA e un livello di protezione  $U_p$  calcolato con i metodi già visti per la protezione della linea entrante. Se invece i moduli sono collegati a terra tramite le calate dell'LPS, sono necessari SPD di classe I, con la  $I_{imp}$  calcolata in funzione della corrente di fulmine della classe dell'LPS (LPL, *Lightning Protection Level*).

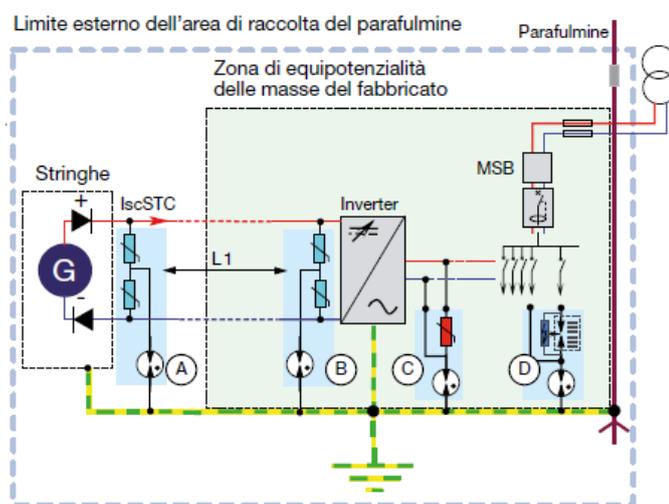


Figura 2-7: Schema riassuntivo dei principali SPD a protezione dell'impianto fotovoltaico: protezione del generatore FV (A), dell'interfaccia DC (B) e AC dell'inverter (C) e della linea BT in ingresso (D). [2]

## 2.5.4 Impianti FV installati a terra

La seconda parte della guida è dedicata agli impianti installati a terra. Questi impianti sono generalmente di taglia ed estensione rilevanti, e sono installati in zone isolate o rurali. Tipicamente sono collegati a una linea trifase in media tensione, interfacciata con l'inverter tramite un trasformatore MT/BT.

Come per gli edifici, si calcola inizialmente l'area di raccolta della struttura per valutare se è esposta a fulmini, sempre con la relazione (2-29). Se non è esposta, devono comunque essere protetti i cavi in continua, usando gli stessi criteri visti per gli impianti sui tetti. La linea BT in alternata deve essere protetta con SPD di classe I con  $I_{imp}$  di almeno 10 kA e  $I_n$  di almeno 15 kA.

Se la struttura è esposta, è necessario un LPS di classe III o IV. I requisiti per l'installazione di un LPS sono definiti dalla Norma CEI EN 62305-3. Se si usano captatori ad asta, il posizionamento degli stessi può essere determinato con il metodo della sfera rotolante, dell'angolo di protezione o della maglia, prestando particolare attenzione all'ombreggiamento dei moduli (Figura 2-8): per limitare questo effetto, è necessario distanziare opportunamente i captatori dai moduli, ed è

consigliabile usare il metodo della sfera rotolante, che consente di ridurre l'altezza dei captatori. Inoltre, negli impianti fotovoltaici si può ricorrere a un LPS naturale in cui:

- Il captatore è costituito dalla struttura metallica di sostegno dei moduli.
- Le calate sono costituite dai pali di ancoraggio della struttura metallica.
- Gli stessi pali di ancoraggio nel terreno, collegati a uno o più dispersori orizzontali, costituiscono il sistema di dispersione.

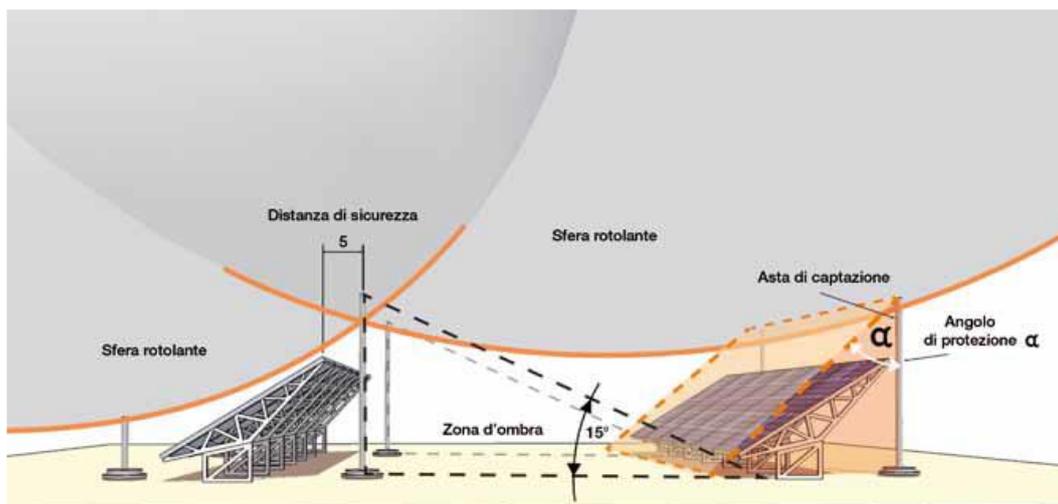


Figura 2-8: Esempio di posizionamento dei captatori ad asta con i metodi della sfera rotolante e dell'angolo di protezione, tenendo conto della distanza di sicurezza tra i moduli e l'LPS e dell'ombreggiamento dei moduli da parte dei captatori. [2]

## 2.6 Sicurezza antincendio degli impianti FV

Dall'introduzione della tecnologia fotovoltaica negli anni '90, si sono verificati in diversi paesi incendi che hanno coinvolto un impianto fotovoltaico. Benché si tratti di casi molto rari, con l'aumento esponenziale degli impianti fotovoltaici negli ultimi anni è sempre di maggior interesse individuare le potenziali cause d'incendio in tali impianti e i modi in cui essi possono propagare incendi dovuti a cause esterne e limitare le operazioni antincendio.

### 2.6.1 Origini e frequenza degli incendi dovuti agli impianti FV

Diverse pubblicazioni concordano sulla rarità degli incendi che coinvolgono impianti fotovoltaici. Secondo un *whitepaper* di SMA, azienda leader del settore fotovoltaico, «istituzioni autorevoli come il TÜV e l'istituto Fraunhofer riferiscono che meno dello 0,006% di tutti gli impianti fotovoltaici è stato causa di incendi» e «dalle statistiche dell'Associazione tedesca dei Vigili del Fuoco (Deutscher Feuerwehrverband) e del TÜV si deduce che la maggior parte degli incendi (più del 99,9%) deriva da altre cause». [17] L'articolo attribuisce l'elevata sicurezza degli impianti FV a numerose misure introdotte negli anni (doppio isolamento, protezione da correnti inverse, misura della resistenza di isolamento, monitoraggio delle correnti di guasto, sezionatore DC) e suddivide le cause degli incendi dovute a impianti fotovoltaici in 4 categorie:

- Installazione impropria (collegamento scorretto dei terminali);
- Difetti dei prodotti (guasti a moduli o inverter);
- Forze esterne (fulmini, morsi di animali);
- Errori di progettazione (installazione meccanica ed elettrica scorretta).

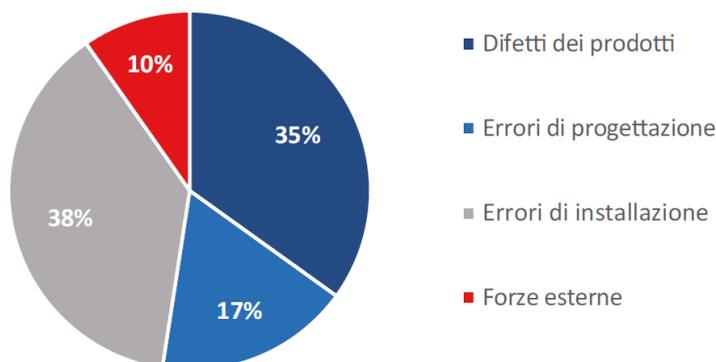


Figura 2-9: Principali cause d'incendio dovute a impianti fotovoltaici. [17]

Le percentuali riportate in Figura 2-9 sono riferite a uno studio esclusivamente sui circa 200 impianti fotovoltaici che hanno causato incendi in Germania fino al 2013. Altri studi approfondiscono le cause degli incendi provocati sia da impianti FV sia da altre sorgenti, analizzando i guasti ai singoli componenti dell'impianto che possono causare incendi e tentando di suddividere gli incendi tra le diverse cause basandosi sui dati di più paesi.

Tuttavia, i dati disponibili sono ancora molto scarsi: in un recente articolo del *Journal of Building Engineering* [18], uno studio della distribuzione delle cause degli incendi che coinvolgono impianti FV individua come uniche informazioni accessibili pubblicamente al 2021 i dati degli incendi legati a impianti FV di Australia, Germania, Italia e Stati Uniti e le percentuali degli incendi causati dai diversi componenti degli impianti FV di Australia, Germania e Regno Unito. Nonostante le informazioni siano scarse e incomplete (per esempio, gli incendi riportati si limitano al periodo 2008-2018), lo studio calcola il numero medio annuo di incendi che coinvolgono impianti FV per MW installato, suddividendoli in 7 categorie per origine dell'incendio:

- Moduli fotovoltaici (S01);
- Sezionatori DC e AC (S02);
- Inverter (S03);
- Quadri di parallelo stringhe e fusibili (S04);
- Cavi (S05);
- Connettori e terminali (S06);
- Cause ignote o sorgenti d'incendio estranee all'impianto (S07).

Nei primi 6 casi, l'articolo riconosce come principale causa d'incendi la formazione di un arco elettrico unitamente all'assenza di adeguati dispositivi di rilevamento e interruzione del guasto. Negli impianti fotovoltaici, basati soprattutto sulla corrente continua, l'arco può stabilirsi e sostenersi più facilmente che in alternata, raggiungendo elevate temperature che possono surriscaldare e incendiare

i materiali circostanti. Tra le principali cause di arco elettrico e surriscaldamento, a seconda del componente, si individuano (in un elenco, seppur arricchito da esempi di altri articoli, non esaustivo):

- Rottura della struttura esterna dei moduli o delle celle;
- Guasto ai diodi di bypass;
- Danni ai cavi per sforzi meccanici sui connettori, danni all'isolante da morsi animali, corrosione, infiltrazioni d'acqua o invecchiamento;
- Umidità nei dispositivi di interruzione;
- Difetti di fabbricazione;
- Errori di progettazione;
- Installazione di inverter e quadri all'aperto senza adeguate protezioni da stress termici e umidità;
- Viti allentate o crimpatura scorretta dei terminali;
- Collegamento tra connettori incompatibili o di produttori diversi;
- Danni ai componenti durante il trasporto;
- Scarsa manutenzione;
- Formazione di *hotspot* per ombreggiamento parziale o totale dei moduli;
- Cavi, interruttori e fusibili non idonei o sottodimensionati.

Il caso S07 include gli incendi la cui origine non è riconducibile a uno specifico componente dell'impianto fotovoltaico oppure è esterna all'impianto stesso, come per esempio un incendio originato in un altro punto dell'edificio, a una struttura vicina o un incendio boschivo. La presenza dell'impianto FV, anche se non causa l'incendio, può modificare il comportamento del tetto durante l'incendio e favorire la propagazione delle fiamme.

Lo studio conclude indicando una frequenza di incendi che coinvolgono impianti FV di 0,0289 eventi/anno/MW. Di questi, il 33% è da ricondursi a cause ignote o estranee all'impianto, mentre la maggior parte degli incendi causati da impianti FV ha origine nei connettori, nei sezionatori, e nell'inverter (Figura 2-10).

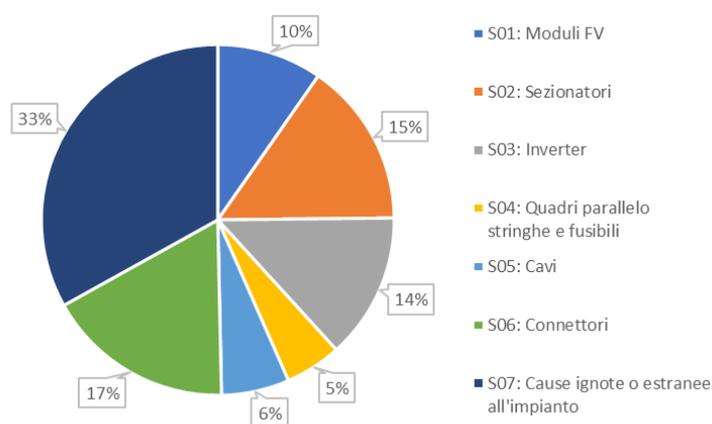


Figura 2-10: Distribuzione degli incendi che coinvolgono impianti FV per origine (adattato da [18]).

## 2.6.2 Rischi e misure di sicurezza per i Vigili del Fuoco

L'intervento dei vigili del fuoco su un incendio che coinvolge un impianto FV può essere ostacolato o addirittura impedito da un maggiore rischio di cadute, elettrocuzioni o crolli introdotto dalla presenza dell'impianto. Per questo motivo, diversi paesi hanno elaborato linee guida per ridurre tali rischi, riguardanti sia le procedure d'intervento dei vigili del fuoco in presenza di impianti FV sia i criteri di progetto, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti stessi volti a migliorare la sicurezza dei vigili del fuoco.

Verranno riportate in primo luogo le linee guida italiane emanate dal Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, per un successivo confronto con quelle pubblicate in tre paesi selezionati (Giappone, Stati Uniti e Germania) e analizzate dal report sulla sicurezza antincendio degli impianti FV dell'IEA (International Energy Agency).

### *Linee guida italiane per l'installazione degli impianti FV e la sicurezza dei Vigili del Fuoco*

I principali documenti riguardanti l'intervento antincendio in presenza di impianti FV in Italia sono la Nota PROT EM 622/867 del 18/02/2011 (*Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco*) e la Nota 07/02/2012, n. 1324 (*Guida per l'installazione degli impianti FV*). [19] [20] Quest'ultima, nella premessa, riassume i principali rischi introdotti dall'impianto FV negli incendi, affermando che, sebbene gli impianti fotovoltaici non rientrino tra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, «in via generale l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV), in funzione delle caratteristiche elettriche/costruttive e/o delle relative modalità di posa in opera, può comportare un aggravio del preesistente livello di rischio di incendio», e che tale aggravio può concretizzarsi in termini di «interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione», «ostacolo alle operazioni di raffreddamento/estinzione di tetti combustibili» e «rischio di propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato». In aggiunta a tali rischi, la premessa considera la necessità di valutare il rischio di elettrocuzione a cui può essere esposto l'operatore dei VVF e garantire l'accessibilità all'impianto per le operazioni di manutenzione.

La Nota del 18/02/2011 fornisce indicazioni operative per i VVF a partire dall'analisi dei principali rischi:

- Rischio di caduta dal tetto, per inciampo o scivolamento sulla superficie dei moduli, soprattutto al buio e/o in presenza di fumo;
- Rischio di crollo della struttura per il sovraccarico dovuto ai pannelli o di caduta dei pannelli stessi;
- Rischio di propagazione dell'incendio, per combustione dei materiali plastici dell'impianto;
- Rischio di inalazione di prodotti chimici pericolosi rilasciati dai moduli esposti all'incendio, quali: tellururo di cadmio (cancerogeno), fosforo (fumi tossici), arseniuro di gallio, boro;

- Rischio di elettrocuzione, dovuto alla continua produzione di energia elettrica nell'impianto FV in presenza di luce solare, motivo per cui i soccorritori devono considerare l'impianto e i suoi componenti costantemente in tensione. È infatti previsto un interruttore di emergenza a valle dell'inverter, che disalimenta l'impianto utilizzatore ma non toglie tensione ai circuiti tra i moduli FV e l'inverter. Inoltre, l'incendio può comportare il degrado termico dell'isolamento dei cavi e di altri componenti dell'impianto FV, privandoli di un'adeguata protezione da elettrocuzione per contatto diretto. Il contatto dell'operatore con le parti in tensione può verificarsi attraverso il getto d'acqua durante l'estinzione dell'incendio o per contatto diretto nelle operazioni di messa in sicurezza della struttura.

Per i rischi di caduta e di inalazione di sostanze pericolose, devono essere previsti i DPI per lavori in quota e a protezione delle vie respiratorie. La Nota si concentra quindi sul rischio di elettrocuzione, fornendo l'indicazione generale, per gli interventi diurni, di sganciare il circuito a livello dell'inverter ed evitare, quando possibile, ogni intervento diretto sui moduli in tensione.

Sulla base delle indicazioni della Nota, nel 2018 è stato emanato dal Comando VVF di Perugia un documento con procedure d'intervento più dettagliate. Alcune misure generali sono in parte riprese dalla Nota:

- Evitare il posizionamento dei mezzi di soccorso e di camminare nelle zone di caduta accidentale dei moduli;
- Identificare il tipo d'impianto (integrato o a terra, isolato o connesso alla rete, con o senza sistema di accumulo);
- Sezionare tutte le alimentazioni del fabbricato (impianto FV, rete di distribuzione, gruppi elettrogeni e di continuità),
- Prevedere DPI per lavori in quota e prodotti di combustione tossici.

Sul sezionamento dell'impianto FV, viene indicata una procedura per tutti gli interventi che prevede lo sgancio dei contatori di scambio e produzione: questo comporta il distacco dell'inverter per assenza di tensione di rete. Dopo aver attentamente verificato lo spegnimento dell'inverter, è possibile aprire gli interruttori o estrarre i fusibili del quadro di campo e intervenire sull'incendio.

La guida suddivide le procedure d'intervento tra le fasi di estinzione dell'incendio e messa in sicurezza del fabbricato.

Per la prima fase, la guida riporta le indicazioni della Nota PROT EM 7190/867 del 28/11/2013 riguardanti le caratteristiche del getto estinguente e della distanza di sicurezza dall'elemento del generatore (considerato in tensione) da irrorare (1 m per getto pieno, 4 m per getto frazionato): se sono soddisfatti tali requisiti, il rischio di elettrocuzione per contatto con parti in tensione attraverso il getto d'acqua è trascurabile. In caso di incendio ai componenti dell'impianto FV, l'indicazione generale per l'estinzione è di utilizzare l'acqua esclusivamente sui pannelli, mentre per quadri, condutture e inverter sono necessari estintori a polvere.

Nella seconda fase, è necessario porre fuori tensione le parti degradate del generatore FV, per evitare la formazione di archi che possono reinnescare l'incendio. Poiché in questo caso il rischio di elettrocuzione è dato dal contatto diretto con le parti in tensione, la guida prevede l'integrazione di DPI per lavori sotto tensione: guanti isolanti di Classe 0, attrezzi in doppio isolamento e nastro isolante. Il sezionamento dei componenti danneggiati dall'incendio richiede spesso il taglio dei cavi che li alimentano: pertanto, per limitare l'invasività dell'operazione di messa in sicurezza, è necessario sezionare ed eventualmente rimuovere la minima porzione possibile dell'impianto fotovoltaico:

- In caso di incendio ai soli moduli, è necessario sezionare e rimuovere solo i moduli danneggiati.
- L'incendio al quadro di campo, una volta estinto, richiede il sezionamento dei cavi provenienti da tutte le stringhe afferenti al quadro, che alimentano il cortocircuito nel punto danneggiato e possono reinnescare l'incendio.
- Quando l'incendio coinvolge un quadro di sottocampo, non è sufficiente sezionare i cavi provenienti dalle stringhe come nel caso sopra, ma il quadro deve essere anche sezionato a valle per interrompere le eventuali correnti di guasto provenienti dagli altri quadri.
- In caso di incendio all'inverter, dopo lo spegnimento è necessario sezionare i cavi lato DC provenienti dal generatore FV, per evitare che la corrente dello stesso alimenti il cortocircuito formato dall'incendio nell'inverter danneggiato.

La guida definisce quindi le zone di lavoro nelle operazioni di smassamento secondo le indicazioni per lavori elettrici del D.Lgs. 81/2008 e della Norma CEI 11-27.

La Nota 07/02/2012, n. 1324 include alcuni requisiti tecnici per l'installazione degli impianti FV, tra cui:

- Installazione dell'impianto su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili, oppure interposizione di uno strato di materiale incombustibile tra i moduli e il piano di appoggio;
- Dotazione di un dispositivo di comando di emergenza in posizione segnalata e accessibile, che determini il sezionamento dell'impianto elettrico nel compartimento o fabbricato nei confronti di tutte le sorgenti di alimentazione, compreso il generatore FV;
- Installazione dei componenti dell'impianto FV (moduli, condutture, inverter e quadri) ad almeno 1 m dagli evacuatori di fumo e calore (EFC);
- Distanziamento di almeno 1 m tra il piano di appoggio dei moduli e gli elementi verticali di compartimentazione antincendio dell'attività sottostante;
- Verifica delle strutture portanti, tenendo conto delle variazioni di carico sulla copertura dovute al generatore fotovoltaico.

Sono inoltre previste la dichiarazione di conformità di tutto l'impianto fotovoltaico, con una documentazione specifica per gli impianti di taglia superiore ai 20 kW, e verifiche ai fini del rischio d'incendio dell'impianto FV, periodicamente e per ogni trasformazione, ampliamento o modifica dello stesso.

Infine, è prevista un'apposita cartellonistica per segnalare l'area in cui è ubicato il generatore (Figura 2-11), da installare ogni 10 m lungo le condutture e, in caso di generatori presenti sulla copertura del fabbricato, in corrispondenza di tutti i varchi di accesso al fabbricato.



Figura 2-11: Segnaletica di sicurezza per impianti fotovoltaici. [21]

### *Cenni alle linee guida straniere e confronto con quelle italiane*

Le guide contenute nel report dell'IEA [22] sono sostanzialmente concordi con quella italiana riguardo ai rischi derivanti dall'incendio in presenza di un impianto FV (caduta o scivolamento, crollo della struttura, elettrocuzione, prodotti di combustione tossici, propagazione dell'incendio) e sulle procedure d'intervento dei vigili del fuoco (considerare i componenti dell'impianto FV sempre in tensione nelle ore diurne, mantenere il getto d'acqua a distanza di sicurezza dalle parti attive). Le linee guida tedesche e statunitensi specificano inoltre la distanza di sicurezza che il soccorritore deve mantenere sempre dalle parti attive (1 m secondo il Deutscher Feuerwehr Verband in Germania, 10 m secondo il California Department of Forestry and Fire Protection negli Stati Uniti). Notevole è poi il diagramma di flusso delle operazioni dei vigili del fuoco presente nella guida tedesca, dove viene specificato che, se i componenti dell'impianto FV sono intatti, non vi è rischio derivante dall'impianto stesso, e, caso unico tra le guide analizzate, viene menzionato un interruttore generale DC che, se presente e accessibile, deve essere aperto insieme all'interruttore generale AC per intervenire sull'impianto FV.

Quanto ai criteri di installazione degli impianti fotovoltaici, in Giappone e negli Stati Uniti è evidente il coordinamento con le direttive per la sicurezza dei vigili del fuoco. In Giappone, infatti, l'industria fotovoltaica fa riferimento ad alcuni standard per la sicurezza antincendio degli impianti FV emanati dal Dipartimento Antincendio di Tokyo nel 2014, tra cui:

- Spazi per le vie di passaggio dei vigili del fuoco intorno e tra i moduli;
- Distanza tra le vie di passaggio e qualunque punto del generatore FV non superiore a 24 m (Figura 2-12), per garantire che il getto estinguente raggiunga le fiamme;
- Installazione dei componenti dell'impianto FV, comprese le condutture, ad almeno 50 cm dalle aree essenziali per l'intervento dei vigili del fuoco (Figura 2-13): scale esterne, ingressi di soccorso (per esempio, balconi) e altri varchi (per esempio, finestre).

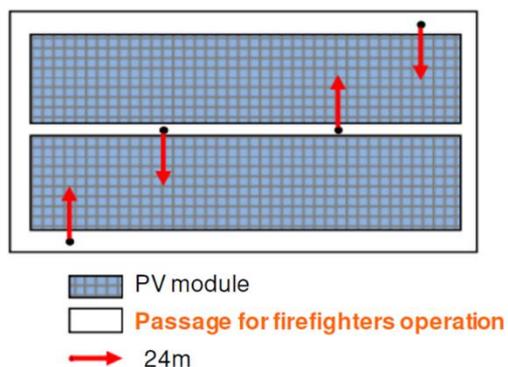


Figura 2-12: Schema del generatore fotovoltaico e delle vie di passaggio dei vigili del fuoco, con ogni punto del generatore a una distanza massima di 24 m da esse, secondo la guida di installazione di impianti FV giapponese. [22]

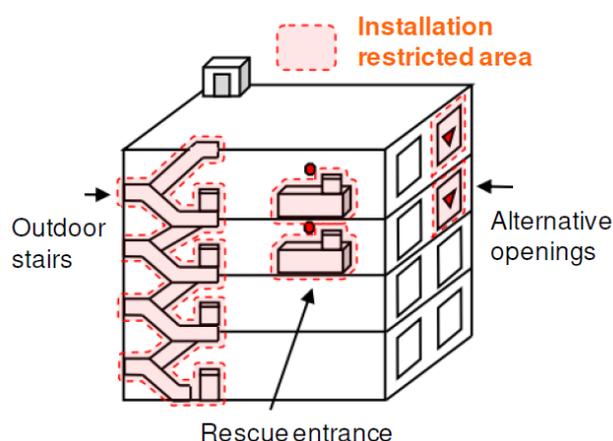


Figura 2-13: Schema dell'edificio con evidenziate le aree in cui non è consentito installare componenti dell'impianto FV (scale esterne, ingressi di soccorso, finestre) secondo la guida giapponese. [22]

Standard simili si trovano negli Stati Uniti, in base alla guida per l'installazione di impianti fotovoltaici del California Department of Forestry and Fire Protection (2008). Inoltre, i criteri di progetto, installazione e verifica degli impianti elettrici in generale sono definiti dal *National Electric Code* (NEC), pubblicato dalla National Fire Protection Association (NFPA) e aggiornato ogni tre anni, con numerose sezioni dedicate all'installazione degli impianti FV e della segnaletica per ridurre i rischi d'incendio.

In Germania, le linee guida per l'installazione degli impianti FV sono emanate dall'associazione tedesca per l'industria fotovoltaica (Bundesverband Solarwirtschaft, BSW), e includono:

- Segnaletica di presenza dell'impianto fotovoltaico, simile a quella italiana (Figura 2-14);
- Schema dell'impianto FV a disposizione dei vigili del fuoco, da affiggere in corrispondenza dei quadri elettrici, come indicato anche dal Deutscher Feuerwehr Verband (Figura 2-15);
- Installazione di cavi DC resistenti al fuoco;

## Capitolo 2

- Cavi AC esclusivamente all'interno dell'edificio (di conseguenza, l'inverter deve essere installato all'esterno);
- Installazione di un interruttore generale DC comandabile a distanza dal quadro generale dell'edificio, necessario ai vigili del fuoco per togliere tensione ai cavi DC.

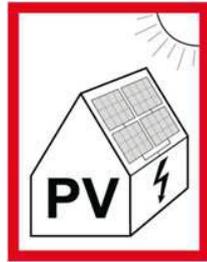


Figura 2-14: Segnaletica di sicurezza per impianti fotovoltaici in Germania. [22]

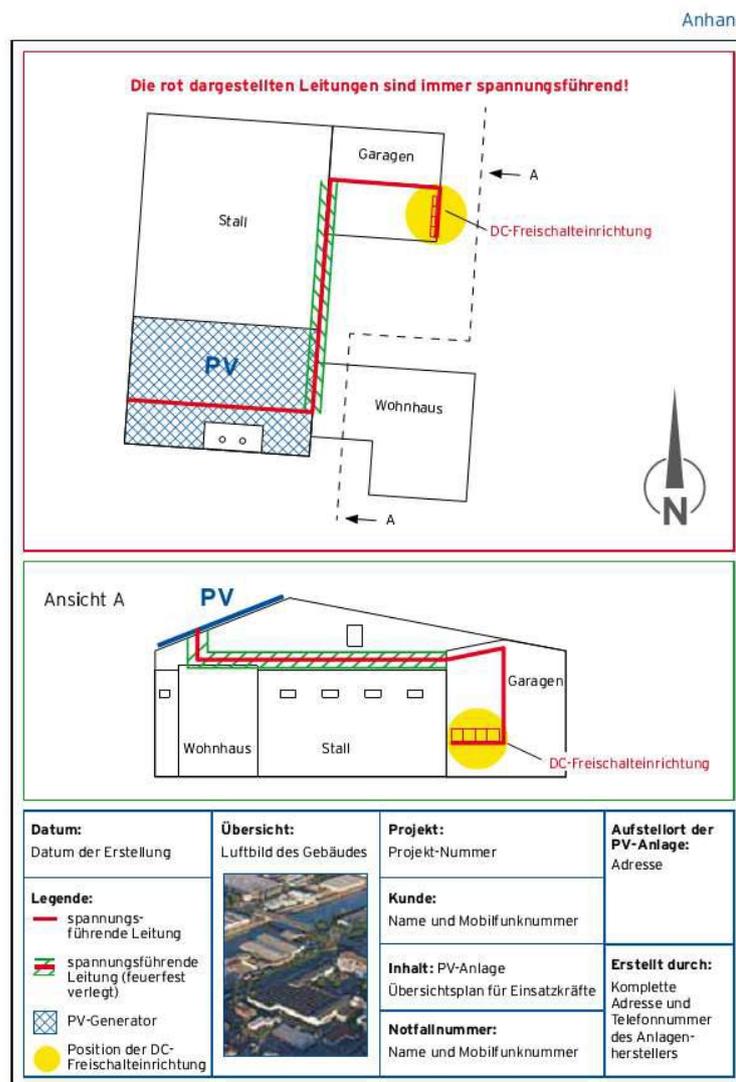


Abb. 27: Überblick über die Position der verschiedenen Komponenten einer Photovoltaik-Anlage.

Figura 2-15: Esempio di schema dell'impianto FV di un edificio richiesto dai vigili del fuoco in Germania. Nella pianta sono evidenziati: il generatore FV (blu), le condutture (rosso), le condutture resistenti al fuoco (verde), l'interruttore generale DC (giallo). [22]

Come dispositivi di protezione, oltre all'interruttore differenziale e ai dispositivi di rilevamento d'arco per ridurre i rischi di incendio e folgorazione, il report presenta anche l'interruttore generale DC con comando a distanza accessibile ai vigili del fuoco. Tale dispositivo è già adottato in Germania (come indicato nella guida sopra menzionata) e negli Stati Uniti (previsto come dispositivo di "spegnimento rapido" nel NEC del 2014). In Italia le linee guida non prevedono tale interruttore: soltanto la procedura d'intervento del Comando Vigili del Fuoco di Perugia menziona la necessità di aprire l'interruttore del quadro di campo, mentre le tre Note affermano tutte che i Vigili del Fuoco devono considerare i componenti dell'impianto FV a monte dell'inverter sempre in tensione nelle ore diurne. L'ultimo aggiornamento del testo coordinato alla Nota 07/02/2012, n. 1324, datato settembre 2022, non aggiunge niente rispetto a quanto riportato dalla nota: «è stata presa in considerazione l'installazione di dispositivi di sezionamento per gruppi di moduli, azionabili a distanza, ma ad oggi non se ne richiede l'obbligatorietà in quanto non è nota l'affidabilità nel tempo, né è stata emanata una normativa specifica che ne disciplini la realizzazione, l'utilizzo e la certificazione».

## Capitolo 3

# 3 Calcolo del rendimento globale in diverse configurazioni d'impianto

Dopo aver presentato il principio di funzionamento, i componenti e gli aspetti progettuali degli impianti fotovoltaici, questa sezione introduce il rendimento globale e il PR (*Performance Ratio*), due indici utili per valutare le prestazioni dell'impianto fotovoltaico in base alle condizioni di installazione, irraggiamento e manutenzione, tenendo conto della tecnologia dei moduli nel rendimento globale e prescindendo da essa nel PR. In tal modo, il rendimento globale e/o il PR permettono di confrontare le prestazioni di diversi impianti FV, con l'obiettivo, per esempio, di individuare la configurazione ottimale di un impianto di taglia prestabilita, valutare l'energia producibile da un impianto o confrontare le prestazioni di un impianto datato con quelle dichiarate all'installazione.

Nel primo caso studio oggetto della tesi, il calcolo del rendimento globale viene usato per confrontare due impianti esistenti in configurazione diversi, entrambi prossimi al termine del proprio ciclo di vita.

### 3.1 Definizione del PR e del rendimento globale

Il PR è definito come rapporto tra l'energia effettivamente prodotta da un impianto e l'energia prodotta in condizioni ideali. L'indice valuta quindi la qualità di installazione dell'impianto, confrontandolo con un impianto senza perdite:

$$PR = \frac{E_{reale}}{E_{ideale}} \quad (3-1)$$

Negli impianti fotovoltaici, l'energia prodotta  $E_{reale}$  corrisponde all'energia erogata dall'inverter  $E_{AC}$ . L'energia  $E_{ideale}$  è la resa teorica della conversione fotovoltaica nell'area  $A$  occupata dai moduli in condizioni STC:

$$E_{ideale} = \eta_{STC} H A \quad (3-2)$$

Dove  $\eta_{STC}$  è l'efficienza nominale dei moduli e  $H$  l'irradiazione totale nel periodo considerato [Wh/m<sup>2</sup>]. Il PR di un impianto fotovoltaico è quindi espresso come:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\eta_{STC}HA} \quad (3-3)$$

L'efficienza nominale dei moduli  $\eta_{STC}$  corrisponde all'efficienza  $\eta_M$  ricavata nella (1-28). Pertanto, sostituendo, si trova un'ulteriore espressione del PR:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{P_m(STC)}{G(STC)}HA} = \frac{E_{AC}}{P_m(STC)h_{eq}} \quad (3-4)$$

Dove  $h_{eq} = \frac{H}{G(STC)}$ , con  $G(STC)$  in W/m<sup>2</sup>, è il numero di ore equivalenti di irraggiamento dei moduli a irradianza uniforme in condizioni STC.

Con formule analoghe si può definire un PR "istantaneo", pari al rapporto tra la potenza prodotta dall'impianto e la potenza prodotta in condizioni ideali:

$$PR = \frac{P_{reale}}{P_{ideale}} = \frac{P_{AC}}{\eta_{STC}GA} = \frac{P_{AC}}{P_m(STC)\frac{G}{G(STC)}} \quad (3-5)$$

Per valutare le prestazioni globali dell'impianto, tenendo conto anche della tecnologia dei moduli, si usa un rendimento (o efficienza) globale, definito come rapporto tra la potenza in uscita e la potenza in ingresso:

$$\eta_G = \frac{P_{AC}}{GA} = \eta_{STC}PR \quad (3-6)$$

Il PR include diverse fonti di perdita (o, molto raramente, di guadagno) che possono essere descritte da fattori di efficienza [3]:

- tolleranza rispetto ai dati in condizioni standard e *mismatch* intrinseco tra i moduli ( $\eta_{mis}$ );
- sporcizia e riflessione del vetro frontale ( $\eta_{dr}$ );
- irraggiamento con uno spettro solare diverso da quello di riferimento con AM=1,5 ( $\eta_{spec}$ );
- perdite in cavi, diodi di blocco, fusibili e interruttori ( $\eta_{wir}$ );
- temperature diverse da quella di riferimento ( $\eta_{temp}$ );
- ombreggiamento e illuminazione non uniforme su tutti i moduli ( $\eta_{shad}$ );
- perdite nell'MPPT e nella conversione DC/AC ( $\eta_{PCU}$ ).

Si può quindi esprimere il PR come prodotto di tutti questi rendimenti:

$$PR = \eta_{mis} \cdot \eta_{dr} \cdot \eta_{spec} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{PCU} \quad (3-7)$$

## 3.2 Calcolo della radiazione su superfici inclinate

Ai fini del calcolo del PR e del rendimento globale, come evidenziato dalla (3-3), è necessaria l'informazione sull'irradianza  $G$  ed eventualmente sull'irradiazione  $H$  incidente sui moduli, quest'ultima ottenibile monitorando l'andamento dell'irradianza sui moduli  $G(t)$  e integrando nel periodo  $T$  considerato:

$$H = \int_0^T G(t) dt \quad (3-8)$$

Se i moduli fotovoltaici hanno un orientamento fisso, ossia non sono dotati di un sistema di inseguimento solare, l'irradianza che incide su di essi dipende dalla posizione del Sole nel corso della giornata e dell'anno. In alcuni casi, è possibile misurare direttamente l'irradianza sulla superficie inclinata dei moduli; in altri, essa deve essere calcolata riportando sulla superficie dei moduli l'irradianza misurata su superfici note.

### 3.2.1 Misura dell'irradianza

Gli strumenti di misura dell'irradianza possono basarsi sulle proprietà del corpo nero o sull'effetto fotovoltaico. I due principali strumenti sono il pireliometro e il piranometro. [4] [6]

Il pireliometro è costituito da un tubo collimatore montato su un meccanismo di inseguimento solare (Figura 3-1). Il tubo ha un'apertura tale da consentire il passaggio della radiazione proveniente dal Sole e da una piccola porzione di cielo intorno a esso, permettendo così di misurare l'irradianza diretta in direzione dei raggi solari  $G_{bn}$ . In fondo al tubo è posizionato il sensore, un corpo nero che, assorbendo la radiazione solare, si scalda: è quindi possibile risalire all'irradianza dalla temperatura del sensore, misurata con una termocoppia.



Figura 3-1: Pireliometro. [6]

Il piranometro, o solarimetro, sfrutta lo stesso principio fisico per misurare l'irradianza globale sulla superficie orizzontale  $G_{th}$ , ottenibile misurando con una termocoppia la differenza di temperatura tra una superficie nera, che assorbe quasi totalmente la radiazione solare, e una superficie riflettente, che non assorbe la maggior parte della radiazione. La risposta di questo strumento deve essere indipendente dalla lunghezza d'onda della radiazione e dall'altezza del Sole sopra l'orizzonte. Il piranometro può anche essere ombreggiato con un'apposita banda oscurante per misurare la componente diffusa dell'irradianza sulla superficie orizzontale  $G_{dh}$ .

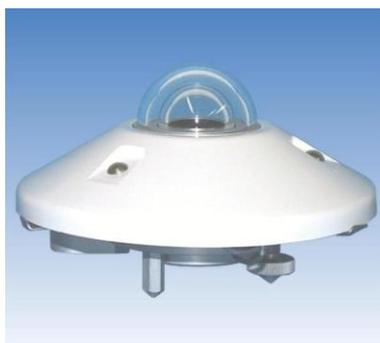


Figura 3-2: Piranometro. [6]

Esistono inoltre solarimetri a effetto fotovoltaico, che hanno come sensore una cella fotovoltaica che produce un segnale elettrico che dipende dall'irradianza globale incidente su di essa (Figura 3-3). Il valore dell'irradianza deve essere ovviamente corretto tenendo conto della temperatura della cella, misurata tramite termocoppia. Questi dispositivi possono essere inclinati e orientati nella stessa direzione di un pannello fotovoltaico per misurare direttamente l'irradianza incidente sui moduli. Gli altri strumenti richiedono invece di riportare la radiazione sul piano inclinato dei moduli, con le formule che saranno introdotte alle sezioni seguenti.



Figura 3-3: Solarimetro a effetto fotovoltaico. [4]

### 3.2.2 Angoli solari

Come introdotto nella sezione 1.1.4, il moto apparente del Sole nella sfera celeste in un punto di osservazione sulla superficie terrestre è descritto da due coordinate angolari: l'angolo di zenit  $\theta_z$  (o l'angolo di altezza solare  $\alpha_s$ , suo complementare) e l'angolo di azimut  $\gamma_s$ . L'andamento di questi angoli nel corso della giornata e dell'anno può essere stimato attraverso ulteriori parametri angolari che esprimono l'inclinazione dei raggi solari al variare dell'ora, del giorno e della posizione

geografica dell'osservatore. Grazie a questi parametri è inoltre possibile determinare l'angolo d'incidenza  $\theta$  su una superficie inclinata qualsiasi, di cui siano noti l'angolo di *tilt*  $\beta$  e l'angolo di azimut  $\gamma$ . In tal modo, si ottiene l'informazione sull'inclinazione dei raggi solari vista dai moduli fotovoltaici, necessaria al calcolo della radiazione solare incidente su di essi. [6]

### Coordinate geografiche

Un punto sulla superficie terrestre è individuato da due coordinate angolari:

- Latitudine  $\varphi$ : è l'angolo formato tra il raggio che congiunge il punto considerato al centro del globo terrestre e il piano equatoriale. Per convenzione, si considera una latitudine positiva a nord dell'Equatore: così, l'angolo può variare tra  $-90^\circ$  (Polo Sud) e  $+90^\circ$  (Polo Nord).
- Longitudine  $\lambda$ : è l'angolo formato tra il meridiano locale e il meridiano di Greenwich. Per convenzione, la longitudine è positiva sui meridiani a ovest rispetto a quello di Greenwich, e può variare tra  $-180^\circ$  e  $+180^\circ$ .

### Declinazione solare

L'angolo di declinazione solare  $\delta$  è uguale all'inclinazione tra la linea che congiunge la Terra al Sole e il piano equatoriale. La variazione di tale angolo è dovuta all'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre di  $23,45^\circ$  (ovvero  $23^\circ 27'$ ) rispetto alla perpendicolare al piano orbitale. La declinazione solare influenza le stagioni, con un effetto più significativo alle latitudini più alte: nei mesi estivi, l'emisfero boreale è inclinato verso il Sole, mentre nei mesi invernali è orientato in direzione opposta. In base al moto della Terra intorno al Sole, si individuano alcuni valori notevoli dell'angolo  $\delta$ :

- Agli equinozi (20 o 21 marzo e 22 o 23 settembre) la congiungente Terra-Sole giace sul piano equatoriale, e la declinazione solare è nulla; questo significa che, a mezzogiorno, il Sole è allo zenit all'Equatore.
- Al solstizio d'estate dell'emisfero boreale (20 o 21 giugno) il Sole raggiunge la massima declinazione a nord dell'Equatore, con un angolo di  $23,45^\circ$ ; a mezzogiorno, il Sole è allo zenit al Tropico del Cancro.
- Al solstizio d'inverno dell'emisfero boreale (21 o 22 dicembre) il Sole raggiunge la massima declinazione a sud dell'Equatore, con un angolo di  $23,45^\circ$ ; a mezzogiorno, il Sole è allo zenit al Tropico del Capricorno.

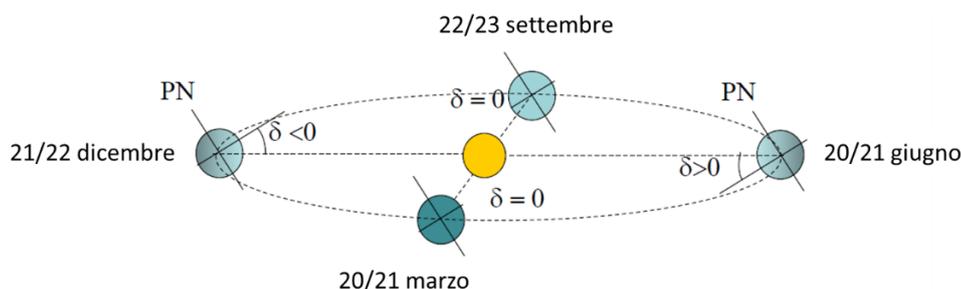


Figura 3-4: Declinazione solare al variare della posizione della Terra nell'orbita. [6]

L'angolo di declinazione solare viene preso con segno positivo a nord dell'Equatore, e varia quindi tra  $-23,45^\circ$  al solstizio d'inverno dell'emisfero boreale e  $+23,45^\circ$  al solstizio d'estate dello stesso emisfero. L'andamento della declinazione solare nel corso dell'anno (rappresentato in Figura 3-5) può essere approssimato con la formula di Cooper:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(360 \frac{n + 284}{365}\right) \quad (3-9)$$

Dove  $n$  è il numero progressivo del giorno nell'anno (vale 1 il 1° gennaio).

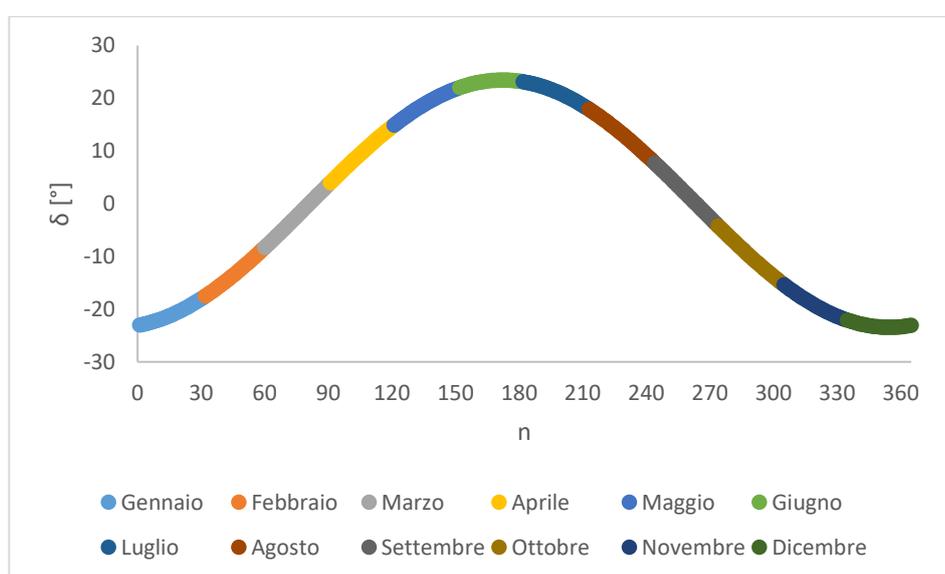


Figura 3-5: Andamento approssimativo della declinazione solare durante l'anno.

### *Ora solare, equazione del tempo e angolo orario*

Per stimare gli angoli di zenit e azimut è necessaria l'informazione sull'ora del giorno, espressa dall'angolo solare  $\omega$ , che è correlato all'ora solare. Quest'ultima è un'ora basata sul moto apparente del sole, calcolata in modo che le 12 corrispondano sempre al mezzogiorno "vero" (mezzogiorno solare), ossia all'istante in cui il Sole attraversa il meridiano dell'osservatore e raggiunge la massima altezza sull'orizzonte. Nell'ora del fuso orario locale, infatti, il mezzogiorno solare non si osserva necessariamente alle 12, poiché:

- Il fuso orario si basa sull'ora di uno dei 24 meridiani di riferimento, intervallati tra loro di  $15^\circ$ , ma un meridiano a est o a ovest di quello di riferimento, con lo stesso fuso orario, viene attraversato dal Sole rispettivamente in anticipo o in ritardo rispetto al meridiano di riferimento.
- Il tempo viene misurato supponendo che i giorni abbiano durata fissa, nonostante il moto apparente del Sole non sia regolare a causa dell'orbita terrestre ellittica e dell'inclinazione dell'asse terrestre.

- Nei mesi estivi, in molte località è in vigore l'ora legale, che anticipa di un'ora quella standard del fuso orario: così, anche in assenza dei due fattori precedenti, con l'ora legale si osserverebbe il mezzogiorno solare alle 13 anziché alle 12.

Tenendo conto di queste osservazioni, l'ora solare  $t_s$  può essere ricavata da quella locale  $t_L$  applicando alcuni termini correttivi:

$$t_s = t_L - \frac{\lambda - \lambda_{rif}}{15} + \frac{E}{60} - DST \text{ [h]} \quad (3-10)$$

Il primo termine dipende dalla posizione geografica e tiene conto della differenza di longitudine tra il meridiano locale (longitudine  $\lambda$ ) e il meridiano di riferimento (longitudine  $\lambda_{rif}$ ): tale differenza comporta uno scostamento di 1 ora ogni  $15^\circ$  di differenza di longitudine.

Il secondo termine è legato alle irregolarità nel moto terrestre:

- In primo luogo, essendo l'orbita terrestre ellittica con il Sole in uno dei due fuochi, la Terra si muove su di essa a velocità maggiori al diminuire della distanza dal Sole, influenzando così il tempo tra un mezzogiorno solare e l'altro e quindi la durata effettiva del giorno.
- In secondo luogo, il moto apparente del Sole è influenzato dall'inclinazione dell'asse terrestre.

Questi due fenomeni sono descritti dall'equazione del tempo, che fornisce un termine correttivo  $E$  in funzione del giorno dell'anno (grafico in Figura 3-6):

$$E = 229,2[0,000078 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos(2B) - 0,04089 \sin(2B)] \text{ [min]} \quad (3-11)$$

Dove:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (3-12)$$

Infine, il terzo termine introduce l'eventuale ritardo dell'ora solare rispetto a quella locale dovuto all'ora legale (*Daylight Saving Time*, DST). Il termine DST vale 1 quando è in vigore l'ora legale, 0 quando non è in vigore.

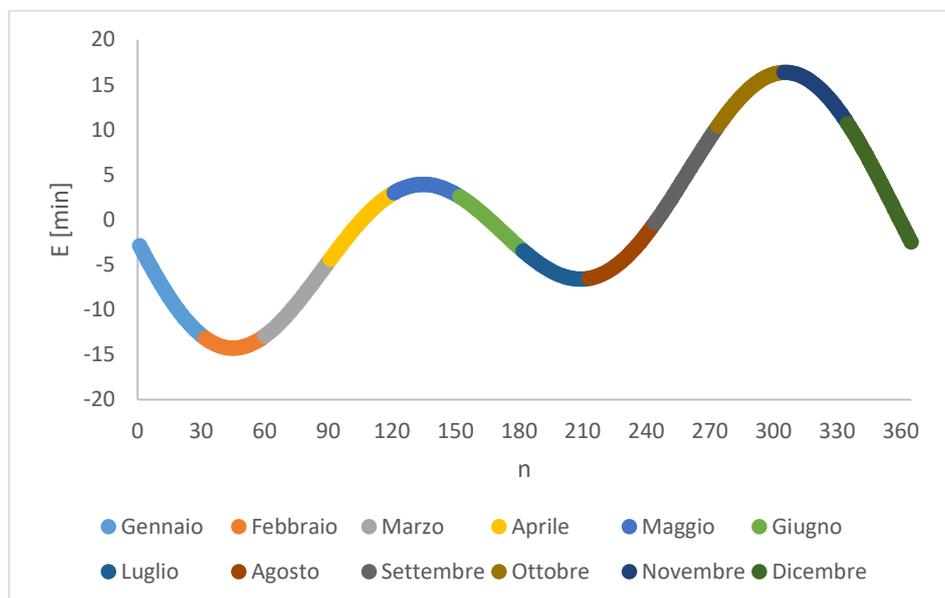


Figura 3-6: Grafico del termine correttivo dell'equazione del tempo nel corso dell'anno.

Dall'ora solare si ricava l'angolo orario  $\omega$ , che esprime lo scostamento angolare del Sole dal meridiano locale:

$$\omega = 15^\circ \cdot (t_s - 12) \quad (3-13)$$

Ogni ora, infatti, corrisponde a uno scostamento di  $15^\circ$  (1/24 di angolo giro). L'angolo orario così definito risulta nullo al mezzogiorno solare, negativo al mattino e positivo al pomeriggio.

#### *Angoli di zenit e di altezza solare*

Gli angoli di zenit e di altezza solare si ricavano in funzione:

- Dell'ora del giorno, tramite l'angolo orario  $\omega$ .
- Del giorno dell'anno, tramite l'angolo di declinazione solare  $\delta$ .
- Della posizione geografica, tramite la latitudine  $\varphi$ .

$$\cos \theta_z = \sin \alpha_s = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (3-14)$$

Questa espressione è di interesse per calcolare la massima altezza solare raggiunta in un dato giorno. Questo si verifica al mezzogiorno solare, quindi è sufficiente imporre  $\omega = 0$ :

$$\cos \theta_{z \min} = \sin \alpha_{s \max} = \cos \varphi \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta = \cos(\varphi - \delta) \quad (3-15)$$

Il Sole raggiunge lo zenit a mezzogiorno quando  $\theta_{z \min}$  è nullo, quindi  $\varphi = \delta$ . Poiché  $|\delta| \leq 23,45^\circ$ , questo è possibile solo per latitudini  $|\varphi| \leq 23,45^\circ$ , ossia nelle zone tropicali.

*Angolo di azimut solare*

L'angolo di azimut solare  $\gamma_s$  è calcolato come:

$$\gamma_s = \text{sgn}(\omega) \left| \arccos \left( \frac{\cos \theta_z \sin \varphi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \varphi} \right) \right| \quad (3-16)$$

L'angolo varia tra  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ , con la stessa convenzione di segno dell'angolo orario: al mattino l'azimut è negativo (Sole a est), al pomeriggio positivo (Sole a ovest).

*Angolo d'incidenza su una superficie inclinata*

Per riportare l'irradianza su una superficie inclinata qualsiasi, con inclinazione  $\beta$  e orientamento espresso dall'angolo di azimut  $\gamma$ , si determina l'angolo d'incidenza  $\theta$ , definito come angolo tra i raggi solari e la normale alla superficie considerata. L'angolo è calcolato in funzione della posizione del Sole, dell'inclinazione e dell'orientamento della superficie:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (3-17)$$

Se la superficie è orientata a sud, l'angolo di azimut  $\gamma$  è nullo, quindi:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos \gamma_s \quad (3-18)$$

### 3.2.3 Riporto dell'irradianza sulla superficie inclinata

Dalle misure di irradianza su una superficie orizzontale e in direzione dei raggi solari si possono ricavare le tre componenti istantanee (diretta, diffusa e riflessa) dell'irradianza incidente su una superficie inclinata, tramite:

- L'angolo d'incidenza  $\theta$ .
- L'inclinazione della superficie  $\beta$ .
- Il coefficiente di albedo del terreno e delle superfici circostanti  $\rho$ .

L'irradianza diretta sulla superficie inclinata è determinata geometricamente da quella in direzione dei raggi solari o sulla superficie orizzontale:

$$G_b = G_{bn} \cos \theta = \frac{G_{bn} \cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3-19)$$

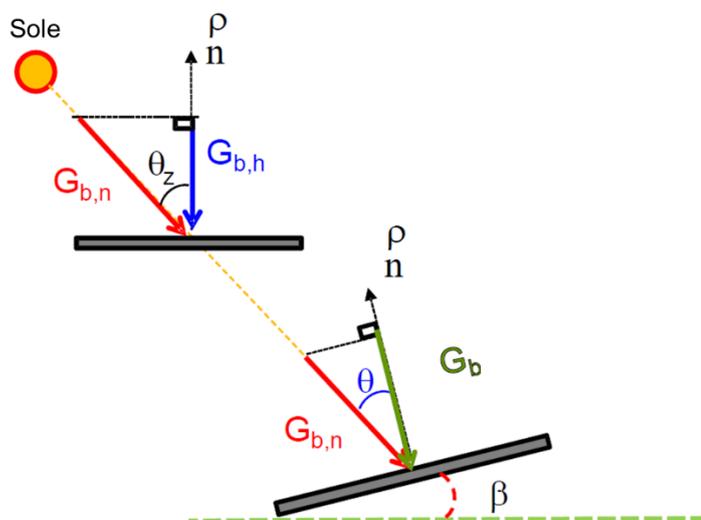


Figura 3-7: Rappresentazione geometrica dell'irradianza diretta in direzione dei raggi solari, sulla superficie orizzontale e sulla superficie inclinata. [6]

Per l'irradianza diffusa, si definisce un fattore di vista tra superficie e cielo:

$$F_d = F_{S \leftarrow c} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3-20)$$

L'irradianza diffusa è quindi calcolata come:

$$G_d = G_{dh} F_d = G_{dh} \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3-21)$$

Per l'irradianza riflessa, si definisce un fattore di vista tra superficie e terreno:

$$F_r = F_{S \leftarrow T} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3-22)$$

Si calcola quindi l'irradianza riflessa, tenendo conto delle proprietà di riflessione del terreno (coefficiente di albedo  $\rho$ ):

$$G_r = \rho G_{th} F_r = \rho (G_{bh} + G_{dh}) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3-23)$$

Sommando le tre componenti, si trova infine l'irradianza globale istantanea incidente sulla superficie inclinata:

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (3-24)$$

### 3.3 Introduzione al primo caso studio

Il primo caso studio prevede il confronto tra le prestazioni di due impianti fotovoltaici in diverse configurazioni, uno con inverter centralizzato e uno con inverter di modulo. Attraverso il monitoraggio della potenza prodotta dagli impianti e dell'irradianza incidente sui moduli, è possibile calcolare il PR di ciascun impianto su diversi periodi (ogni 15 minuti, orario, giornaliero, mensile) e confrontare le prestazioni dei due impianti nel corso della giornata o su un periodo più lungo.

#### 3.3.1 Caratteristiche degli impianti in esame

Sono stati analizzati due impianti fotovoltaici di piccola taglia, connessi alla rete e privi di sistemi di accumulo, installati su un tetto piano del Dipartimento Energia (DENEG) del Politecnico di Torino. Il tetto si trova sopra il primo piano, circondato su tutti i lati da altri 3 piani di edificio. Le principali caratteristiche progettuali degli impianti sono riportate in Tabella 3-1. Gli impianti saranno successivamente indicati con il tipo di configurazione: l'impianto 1 della tabella come "impianto con inverter centralizzato" o "impianto centralizzato"; l'impianto 2 come "impianto con inverter di modulo" o "impianto di modulo".

Tabella 3-1: Caratteristiche principali dei due impianti in esame.

	Impianto 1	Impianto 2
Anno di installazione	2000	2003
Tecnologia dei moduli	m-Si	m-Si
Produttore dei moduli	BP Solar	Isofotón
Potenza nominale dei moduli [W]	85	110
Numero di moduli	18	10
Potenza nominale del generatore [W]	1530	1100
Area totale dei moduli [m <sup>2</sup> ]	11,38	8,58
Rendimento STC	13,4%	12,8%
Configurazione	Inverter centralizzato 2 stringhe da 9 moduli	10 inverter di modulo in parallelo
Inclinazione dei moduli	30°	25°
Azimut dei moduli	0°	0°

#### 3.3.2 Monitoraggio della produzione

Il monitoraggio energetico degli impianti è stato effettuato tramite il software 123Solar, un datalogger gratuito ideato per monitorare l'output di uno o più inverter fotovoltaici con un'interfaccia semplice e l'utilizzo di dispositivi di costo contenuto. Il software può infatti essere installato su schede Raspberry ed è integrato sul server locale. I dati del monitoraggio possono essere visualizzati in tempo

reale sull'interfaccia web (Figura 3-8) oppure salvati sul database in formato CSV; inoltre, il software è integrabile con la piattaforma PVOutput.



Figura 3-8: Esempio di schermata principale dell'interfaccia web di 123Solar. [23]

Il software 123Solar integra i protocolli per la lettura diretta dei dati dagli inverter di alcuni produttori selezionati, quali Aurora e SMA. In alternativa, per il monitoraggio di un inverter generico, si possono misurare le grandezze in uscita dal convertitore con un contatore Eastron SDM 120/220/230 Modbus, dotato di un'uscita seriale RS485 compatibile con 123Solar. L'uscita è collegata al Raspberry con un cavo twistato e un adattatore USB (Figura 3-9).

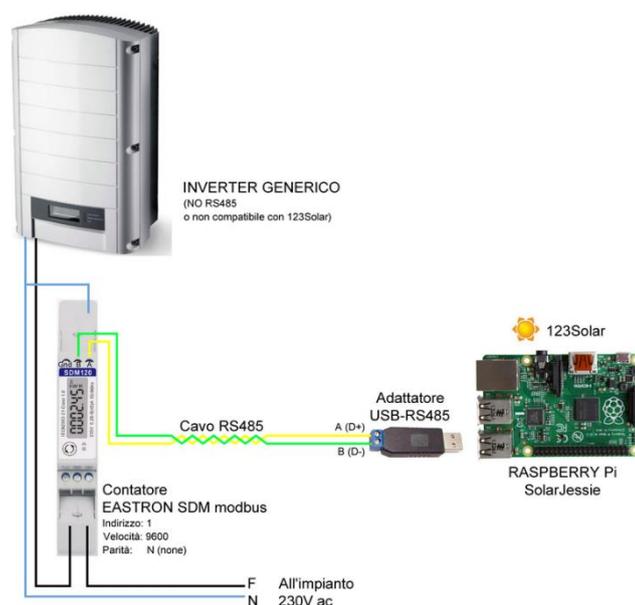


Figura 3-9: Schema di cablaggio tra l'inverter, il contatore Eastron SDM e il Raspberry. [23]

Il software è stato impostato per salvare nel database, ogni 5 minuti dall'alba al tramonto, i valori istantanei delle grandezze in uscita dall'inverter lette dal contatore:

- Tensione [V];
- Corrente [A];

- Potenza [W];
- Frequenza [Hz];
- Cumulata dell'energia prodotta [kWh].

Questi dati sono ridondanti ai fini del calcolo del rendimento globale, in quanto è sufficiente l'informazione sulla potenza o sull'energia prodotta. Tuttavia, è interessante analizzare le differenze tra l'andamento della potenza istantanea  $P(t)$  (misurata puntualmente ogni 5 minuti) e quello della potenza media  $\bar{P}(t)$  (calcolata dall'energia prodotta nei 5 minuti come approssimazione della derivata):

$$\bar{P}(t) = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{E(t + \Delta t) - E(t)}{\Delta t} \quad (3-25)$$

La potenza istantanea, infatti, potrebbe non essere sempre affidabile a causa delle fluttuazioni della produzione che possono verificarsi anche in un intervallo di tempo piuttosto breve. Inoltre, vengono rilevati talvolta alcuni valori negativi di potenza nelle ore intorno all'alba e al tramonto, quando l'inverter si accende e si spegne. Quanto alla potenza media, il calcolo potrebbe essere più approssimativo, poiché l'energia totale è misurata con una risoluzione  $E_{min}$  di 0,001 kWh, che si traduce in una risoluzione della potenza media:

$$P_{min} = \frac{\Delta E_{min}}{\Delta t} = \frac{0,001 \text{ [Wh]}}{\frac{5}{60} \text{ [h]}} = 0,012 \text{ kWh} = 12 \text{ W}$$

Contrapposta alla risoluzione di 0,1 W della potenza istantanea.

Osservazioni simili valgono per le differenze tra l'energia totale misurata  $E(t)$  e quella calcolata dall'andamento della potenza come approssimazione dell'integrale:

$$\bar{E}(t + \Delta t) = \bar{E}(t) + P(t)\Delta t \quad (3-26)$$

Si possono quindi confrontare graficamente, per entrambi gli impianti monitorati:

- Gli andamenti giornalieri della potenza istantanea  $P(t)$  e della potenza media  $\bar{P}(t)$  in un giorno sereno e in un giorno nuvoloso (Figura 3-10);
- Gli andamenti medi mensili della potenza istantanea e della potenza media;
- Gli andamenti giornalieri dell'energia totale misurata  $E(t)$  e dell'energia totale calcolata  $\bar{E}(t)$  in un giorno sereno e in un giorno nuvoloso.

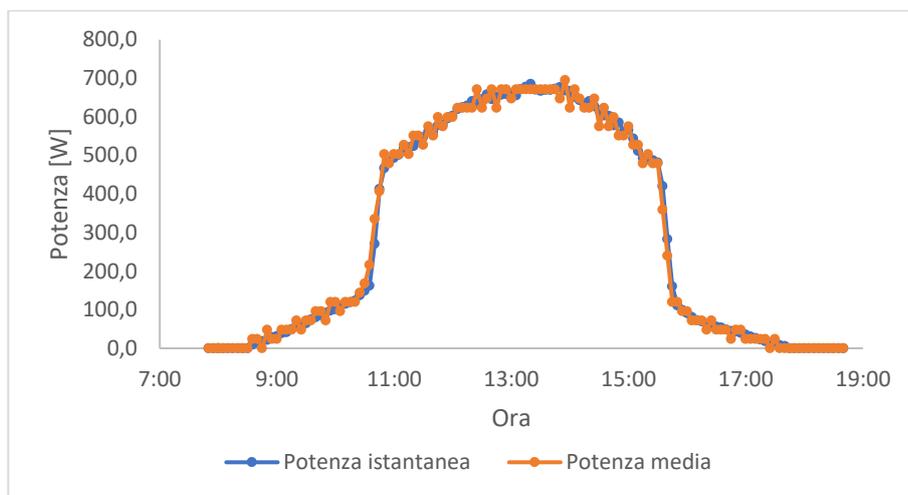


Figura 3-10: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto centralizzato in un giorno sereno (18/10/2022).

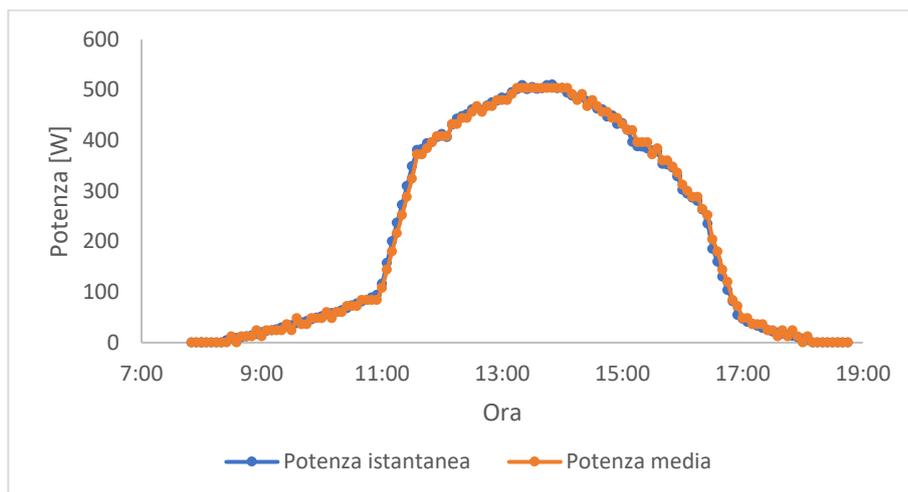


Figura 3-11: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto con inverter di modulo in un giorno sereno (18/10/2022).

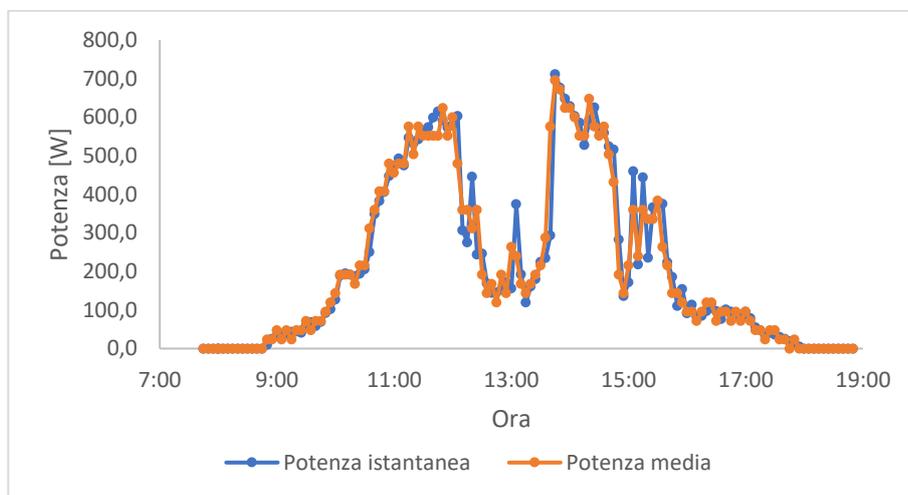


Figura 3-12: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto centralizzato in un giorno nuvoloso (15/10/2022).

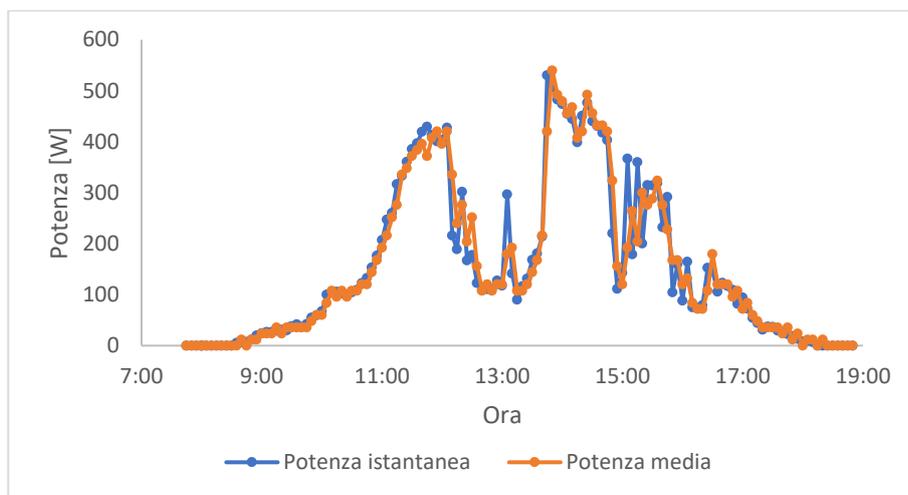


Figura 3-13: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto con inverter di modulo in un giorno nuvoloso (15/10/2022).

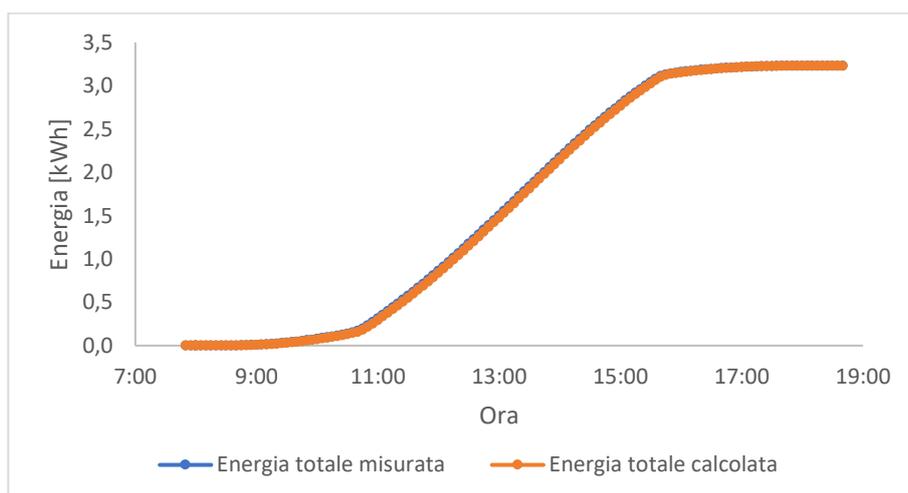


Figura 3-14: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto centralizzato in un giorno sereno (18/10/2022).

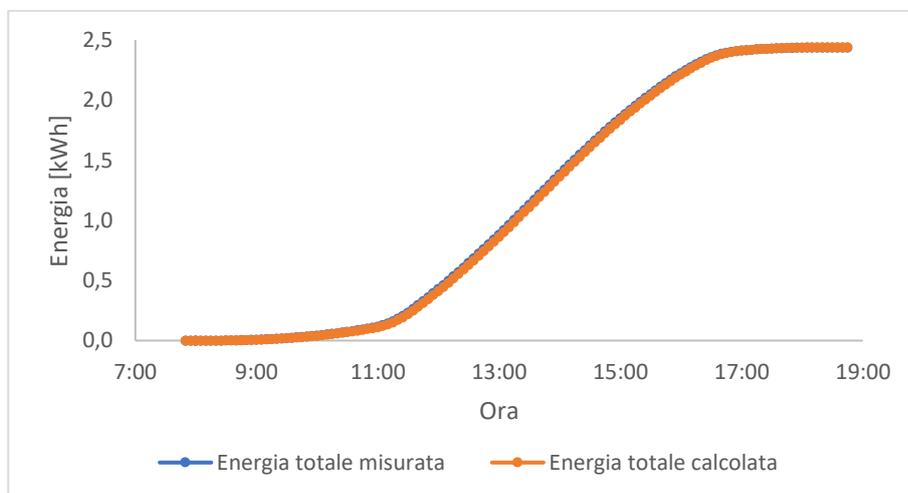


Figura 3-15: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto con inverter di modulo in un giorno sereno (18/10/2022).

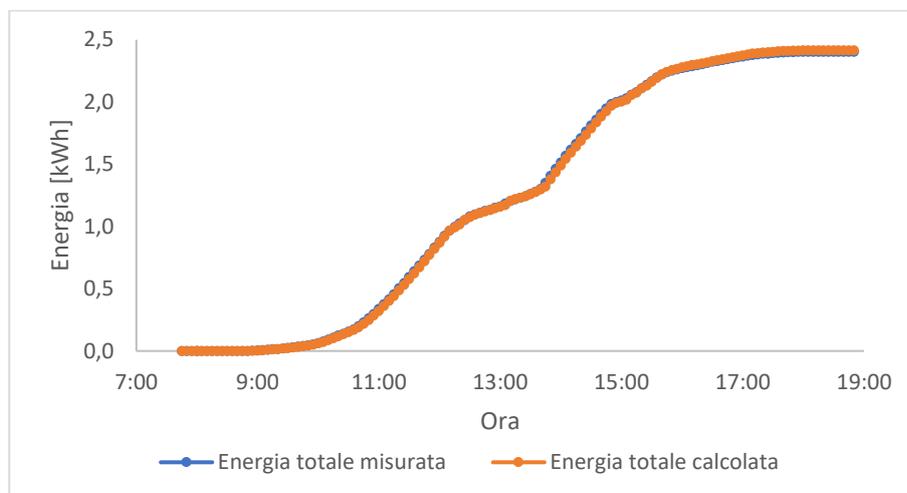


Figura 3-16: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto centralizzato in un giorno nuvoloso (15/10/2022).

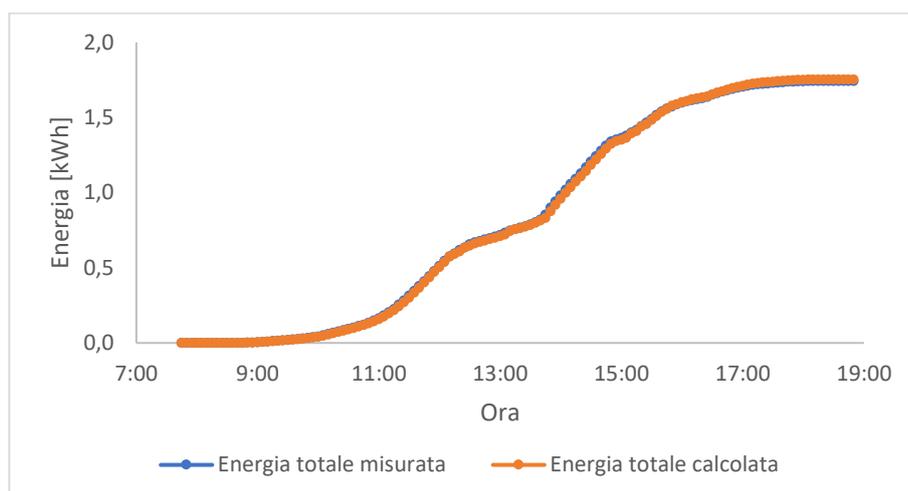


Figura 3-17: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto con inverter di modulo in un giorno nuvoloso (15/10/2022).

Dai grafici si osserva che i profili giornalieri della potenza prodotta misurata e calcolata sono molto simili nei giorni soleggiati, con piccole e ripetute oscillazioni della potenza media dovute probabilmente alla risoluzione con cui viene misurata l'energia. Al contrario, nei giorni nuvolosi si osservano oscillazioni molto più ampie nella potenza istantanea, probabilmente per la maggiore fluttuazione della produzione a cielo coperto. Questo non sembra però influenzare il calcolo dell'energia totale, che risulta in tutti i casi una buona approssimazione di quella misurata. In conclusione, per il confronto tra i profili giornalieri della produzione e il calcolo del PR dei due impianti, la scelta tra i dati della potenza e dell'energia è piuttosto ininfluente, e conviene pertanto utilizzare le grandezze misurate che riducono il più possibile il calcolo, ossia la potenza istantanea per i profili giornalieri e l'energia totale per il calcolo del PR su base giornaliera e mensile.

### 3.3.3 Monitoraggio della radiazione solare

Poiché non è stato possibile installare un sensore per misurare direttamente l'irradianza sul piano dei moduli FV, dati dell'irradianza nel periodo di monitoraggio degli impianti sono stati forniti dalla stazione meteo del Politecnico di Torino. Il monitoraggio delle grandezze meteorologiche, effettuato ogni 15 minuti, include, come grandezze d'interesse per il caso studio:

- L'irradianza diretta sul piano orizzontale  $G_{bh}$ ;
- L'irradianza diretta in direzione dei raggi solari  $G_{bn}$ ;
- L'irradianza diffusa sul piano orizzontale  $G_{dh}$ ;
- L'irradianza totale sul piano orizzontale  $G_{th}$ .

Queste grandezze, misurate in  $W/m^2$ , sono sufficienti e ridondanti per il riporto dell'irradianza sulla superficie inclinata, con le formule presentate nella Sezione 3.2.3. Si noti, tuttavia, che la stazione meteo e i moduli sono installati in luoghi diversi. Si è quindi scelto di confrontare i risultati del calcolo dell'irradianza sul piano inclinato  $G_t$  utilizzando diverse grandezze misurate:

1. Con l'irradianza diretta orizzontale  $G_{bh}$  e l'irradianza diffusa orizzontale  $G_{dh}$ :

$$G_{t1} = G_{bh} \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + G_{dh} F_d + \rho(G_{bh} + G_{dh}) F_r \quad (3-27)$$

2. Con l'irradianza diretta orizzontale, l'irradianza diffusa orizzontale e l'irradianza diretta normale  $G_{bn}$ :

$$G_{t2} = G_{bn} \cos \theta + G_{dh} F_d + \rho(G_{bn} + G_{dh}) F_r \quad (3-28)$$

3. Con l'irradianza diretta normale, l'irradianza diffusa orizzontale e l'irradianza totale orizzontale:

$$G_{t3} = G_{bn} \cos \theta + G_{dh} F_d + \rho G_{th} F_r \quad (3-29)$$

Si sono osservate, infatti, notevoli incongruenze tra le grandezze misurate: dall'irradianza diretta normale  $G_{bn}$ , conoscendo l'angolo di zenit  $\theta_z$ , è possibile calcolare l'irradianza diretta orizzontale come  $G_{bn} \cos \theta_z$ , che però spesso non coincide con la  $G_{bh}$  misurata, così come l'irradianza totale  $G_{th}$  risulta spesso molto diversa dalla somma  $G_{bh} + G_{dh}$ , che teoricamente dovrebbe essere uguale.

Come evidenziato dai grafici seguenti, le differenze tra i risultati dei tre metodi di calcolo dell'irradianza sul piano inclinato sono decisamente più significative nei giorni sereni (Figura 3-18) per il maggiore contributo della componente diretta, mentre nei giorni nuvolosi (Figura 3-19) prevalgono la componente diffusa, che è comune a tutte e tre le formule, e quella riflessa, che dà un contributo decisamente modesto (il coefficiente di albedo è stato assunto 0,13 e il fattore di riflessione

vale 0,067 per i moduli inclinati di 30° e 0,047 per quelli a 25°). Inoltre, la differenza tra  $G_{t2}$  e  $G_{t3}$  è sempre impercettibile, proprio perché i due valori differiscono solo per la componente riflessa.

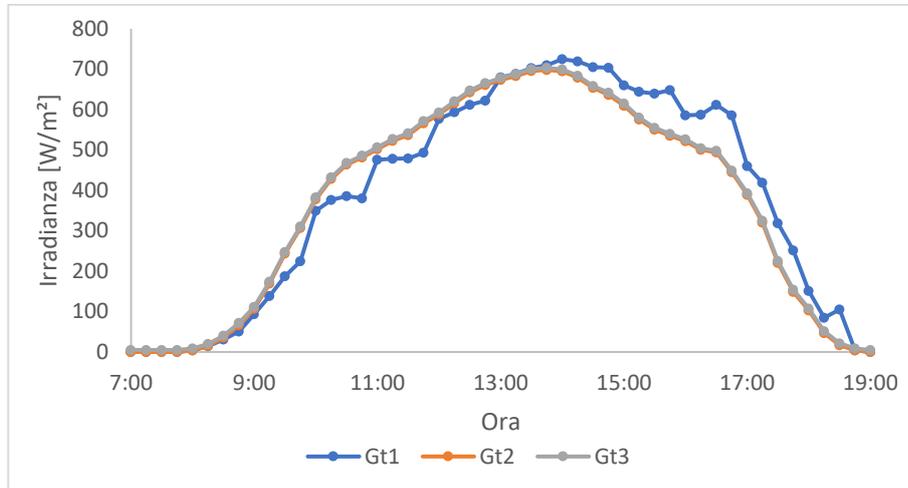


Figura 3-18: Andamento dell'irradianza, calcolata con i tre metodi descritti, sul piano inclinato di 30° e orientato a sud in un giorno sereno (18/10/2022).

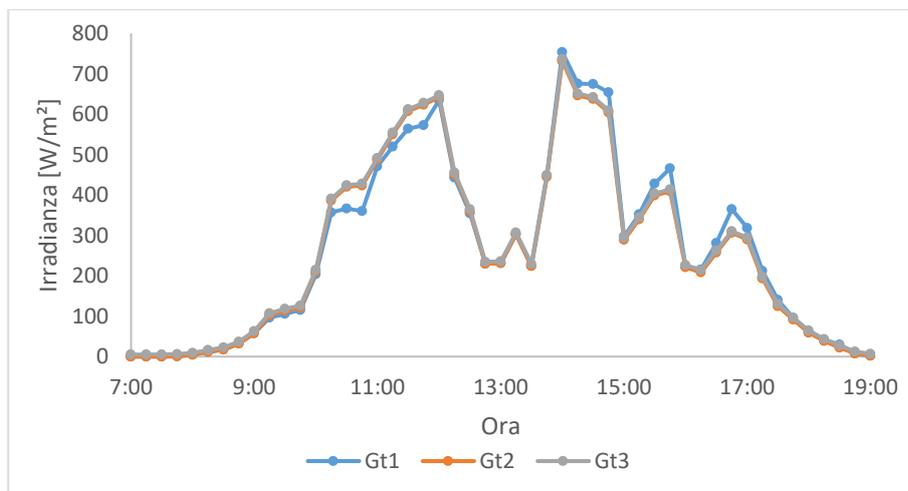


Figura 3-19: Andamento dell'irradianza, calcolata con i tre metodi descritti, sul piano inclinato di 30° e orientato a sud in un giorno nuvoloso (15/10/2022).

Per valutare quale dei tre metodi sia il più accurato, si può stimare l'irradianza incidente sui moduli a partire dalla potenza prodotta, essendo disponibili dalla stazione meteo anche i dati relativi alla temperatura dell'aria. Infatti, riprendendo la formula (1-27) per il calcolo della potenza massima dei moduli in funzione dell'irradianza e della temperatura e la (1-17) per la stima della temperatura di cella, si trova, assumendo il corretto inseguimento della potenza media in ogni istante:

$$P \cong P_m = P_m(STC) \frac{G}{1000} \left\{ 1 + \frac{\gamma_{P\%}}{100} \left[ T_a + \frac{G}{800} (NOCT - 20) - 25 \right] \right\} \quad (3-30)$$

Questa relazione, note la potenza e la temperatura dell'aria istantanea, è un'equazione di secondo grado in funzione di  $G$ , con due soluzioni:

$$G = \frac{-\frac{1 + \frac{\gamma_{P\%}}{100}(T_a - 25)}{1000} \pm \sqrt{\left[\frac{1 + \frac{\gamma_{P\%}}{100}(T_a - 25)}{1000}\right]^2 + 4 \frac{\frac{\gamma_{P\%}}{100}(NOCT - 20)}{800000} \frac{P}{P_m(STC)}}}{2 \frac{\frac{\gamma_{P\%}}{100}(NOCT - 20)}{800000}} \quad (3-31)$$

Le soluzioni sono entrambe positive, ma l'unica accettabile è quella con il segno positivo davanti alla radice (diagrammata in funzione della potenza e della temperatura in Figura 3-20): l'altra soluzione, infatti, non ha senso fisico, poiché, oltre ad assumere valori molto più elevati di  $1000 \text{ W/m}^2$ , a parità di temperatura diminuisce all'aumentare della potenza (Figura 3-21), in evidente contraddizione con la dipendenza di quest'ultima dall'irradianza (1-18).

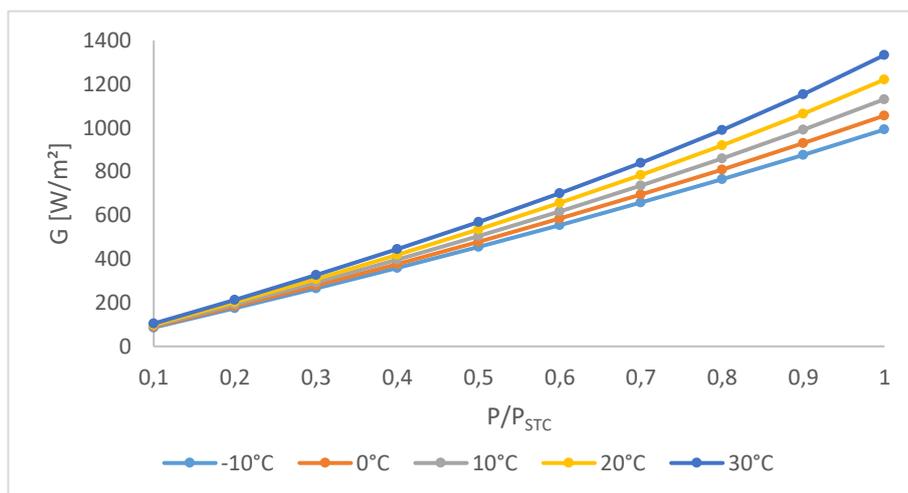


Figura 3-20: Prima soluzione dell'equazione di stima dell'irradianza.

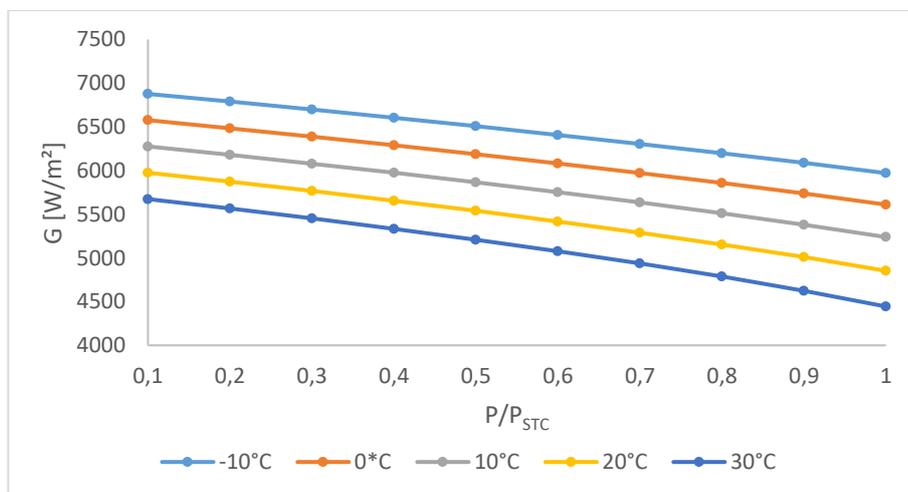


Figura 3-21: Seconda soluzione dell'equazione di stima dell'irradianza.

Ovviamente questa stima si basa sulla potenza in uscita dai moduli. Essendo disponibili solo i dati della potenza in uscita dall'inverter, il calcolo si può effettuare solo trascurando le perdite nei componenti a valle della conversione fotovoltaica e le differenze di ombreggiamento tra i moduli e la stazione meteo: di conseguenza, l'irradianza risulterà fortemente sottostimata, ma gli andamenti giornalieri possono comunque essere confrontati qualitativamente con quelli dell'irradianza calcolata dai dati sperimentali negli stessi giorni.

In Figura 3-22 e Figura 3-23 sono rappresentati graficamente due esempi di stima dell'irradianza (indicata con  $G^*$ ) in giorni soleggiati. Si osserva che, in entrambi i casi, il profilo dell'irradianza stimata è più simile a quelli dell'irradianza calcolata con il secondo e il terzo metodo ( $G_{t2}$  e  $G_{t3}$ ), con notevoli differenze nelle ore mattutine e pomeridiane (nel primo caso, dall'alba alle 10:45 e dalle 15:30 al tramonto; nel secondo, dall'alba alle 10:30 e dalle 14:15 al tramonto) dovute al fatto che i moduli, a differenza della stazione meteo, sono soggetti all'effetto delle ombre dei palazzi circostanti, come si analizzerà successivamente. Al contrario, l'andamento di  $G_{t1}$  è molto diverso da quello stimato anche nelle ore in cui i moduli non sono ombreggiati: è quindi chiaro che la misura di  $G_{bh}$ , e di conseguenza anche il calcolo di  $G_{t1}$  con la formula (3-27), è poco affidabile.

Poiché, come già osservato, la differenza tra  $G_{t2}$  e  $G_{t3}$  è molto piccola, la scelta del metodo migliore per il calcolo dell'irradianza è piuttosto indifferente. Si è scelto però di usare esclusivamente  $G_{t3}$ , in quanto la formula (3-29) non prevede di utilizzare  $G_{bh}$ . L'irradianza globale  $G_{t3}$  sarà indicata come  $G_t$  o  $G$  nel seguito.

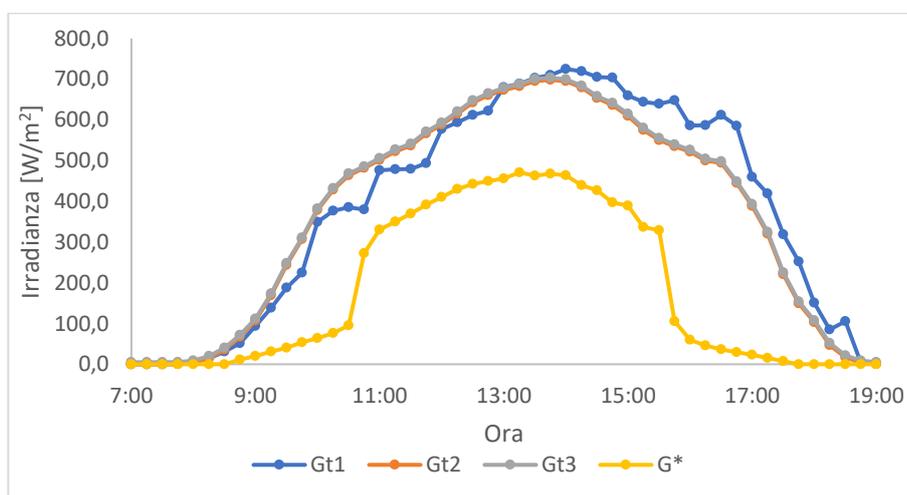


Figura 3-22: Confronto tra l'irradianza calcolata con i tre metodi sperimentali e stimata dalla potenza prodotta (impianto centralizzato, 18/10/2022).

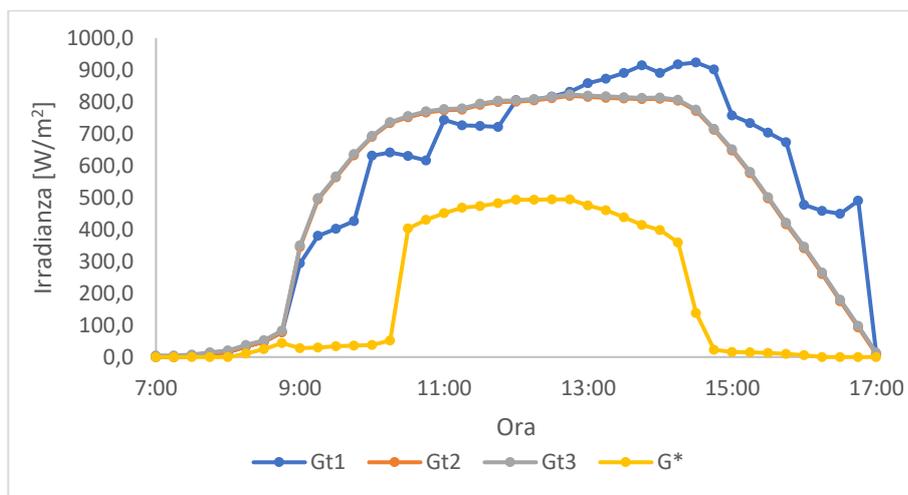


Figura 3-23: Confronto tra l'irradianza calcolata con i tre metodi sperimentali e stimata dalla potenza prodotta (impianto centralizzato, 10/11/2022).

### 3.4 Panoramica dei risultati del monitoraggio

In questa sezione vengono presentati alcuni esempi di grafici giornalieri relativi alla produzione dei due impianti in giorni soleggiati del periodo di monitoraggio, con l'obiettivo di analizzare qualitativamente il comportamento dei moduli nel corso della giornata. In particolare, si considerano i grafici dell'irradianza, della potenza prodotta e del rendimento globale istantaneo. Si è scelto di tralasciare l'analisi del PR, poiché i grafici corrispondono semplicemente a quelli del rendimento globale riscaldati, e quindi non sono necessari per un confronto qualitativo tra i due impianti.

#### 3.4.1 Irradianza e produzione

In primo luogo, si confrontano l'input (irradianza) e l'output (potenza elettrica) dei due impianti.

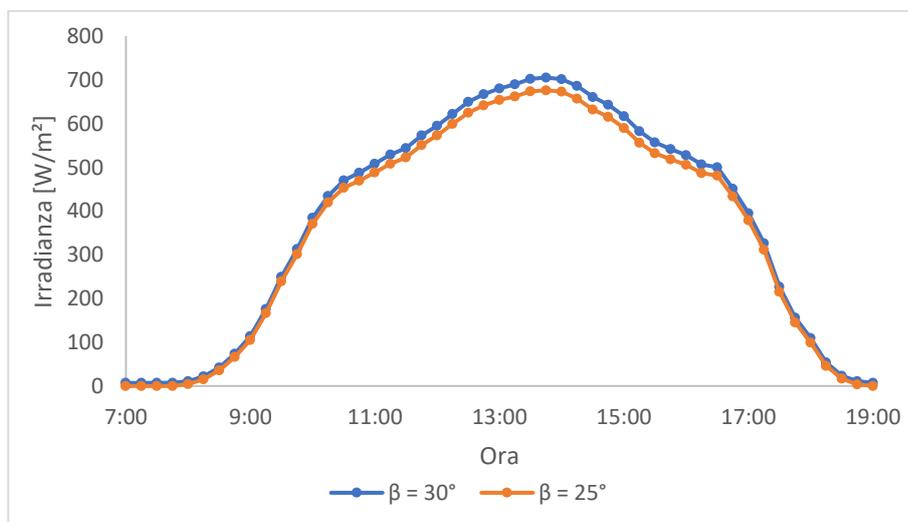


Figura 3-24: Irradianza globale del 18/10/2022 sui piani dei moduli dei due impianti.

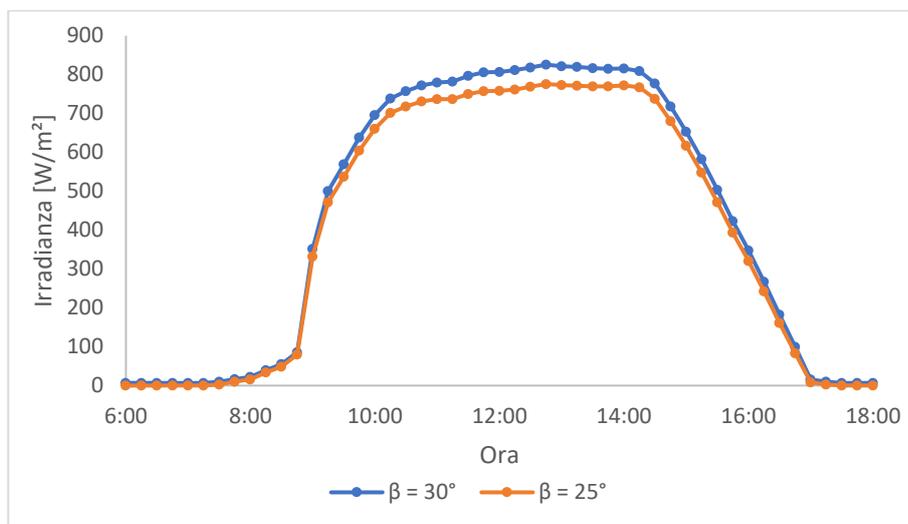


Figura 3-25: Irradianza globale del 10/11/2022 sui piani dei moduli dei due impianti.

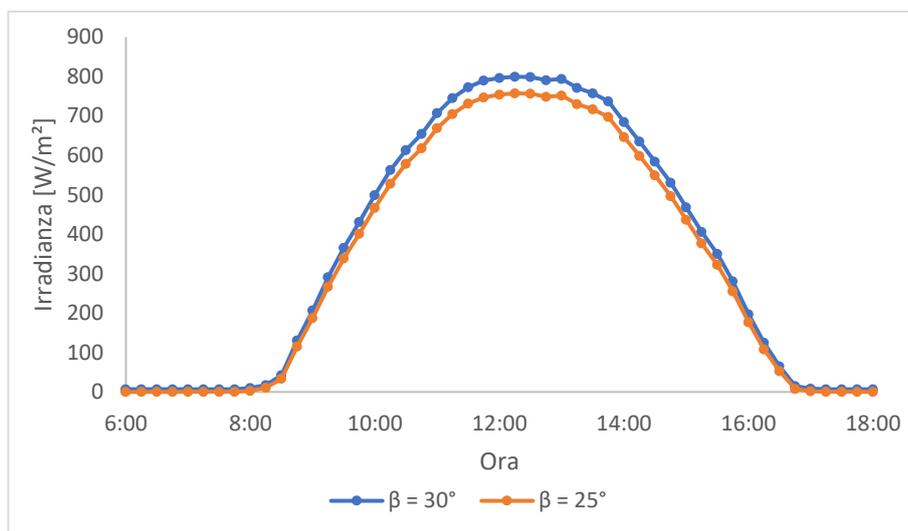


Figura 3-26: Irradianza globale del 07/12/2022 sui piani dei moduli dei due impianti.

Nonostante i giorni scelti non siano perfettamente sereni (sono evidenti le irregolarità nelle ore centrali in Figura 3-24 e nelle ore pomeridiane in Figura 3-25), l'irradianza calcolata è molto simile nei due casi di superficie inclinata, poiché l'inclinazione dei moduli dei due impianti ha una differenza di soli 5°; la differenza maggiore si osserva nelle ore centrali, in cui i moduli più inclinati sono maggiormente orientati verso i raggi solari.

Dai grafici della produzione in Figura 3-27 e Figura 3-28 si osserva che in entrambi gli impianti la potenza segue bene l'andamento dell'irradianza soltanto nelle ore centrali della giornata, mentre si mantiene a valori molto più bassi di quelli previsti per diverse ore dopo l'alba e prima del tramonto. Questo è evidentemente dovuto al forte ombreggiamento dei moduli da parte degli edifici circostanti, che rendono il sito d'installazione poco esposto al Sole e comportano di fatto un andamento dell'irradianza sui moduli diverso da quello calcolato dai dati sperimentali. Inoltre, i tratti centrali delle curve di potenza dei due impianti risultano "sfasati", poiché i moduli con inverter centralizzato

sono posizionati più a ovest degli altri, e risultano quindi ombreggiati meno a lungo al mattino e più a lungo al pomeriggio: di conseguenza, la potenza aumenta rapidamente al mattino e crolla rapidamente al pomeriggio prima nell'impianto centralizzato e poi nell'impianto con inverter di modulo.

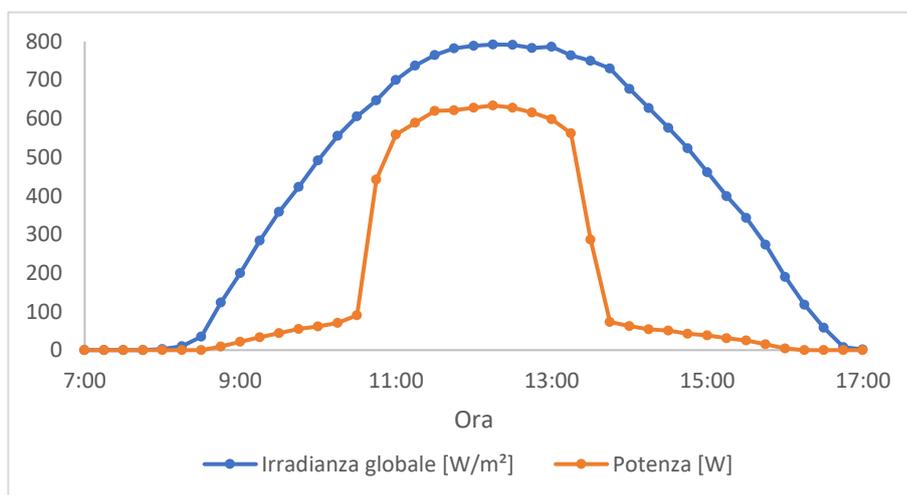


Figura 3-27: Irradianza globale e potenza prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/12/2022.

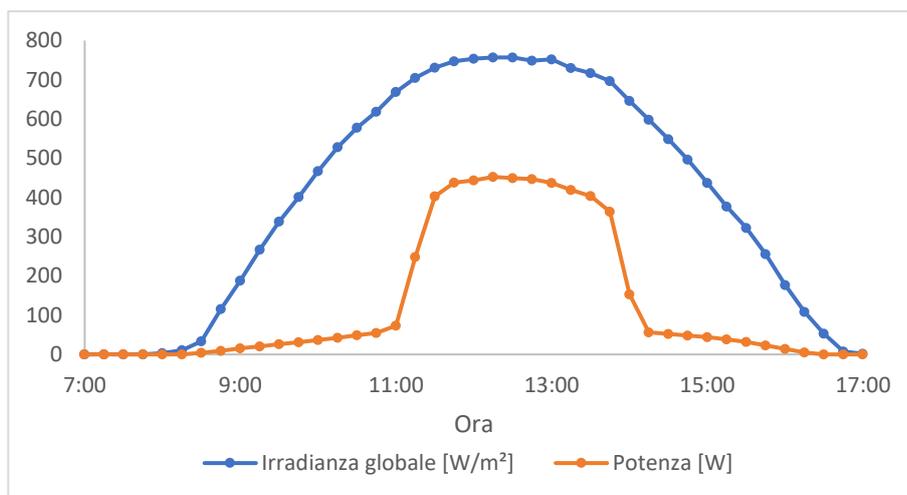


Figura 3-28: Irradianza globale e potenza prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/12/2022.

### 3.4.2 Rendimento globale

In Figura 3-29 è rappresentato l'andamento del rendimento globale dei due impianti in un giorno soleggiato. Il rendimento globale è calcolato ogni 15 minuti, negli istanti in cui sono disponibili sia i dati della potenza prodotta sia i dati dell'irradianza. Dal grafico risulta chiaro che l'ombreggiamento dei moduli è il fattore che influenza maggiormente il rendimento dell'impianto: si osserva infatti che l'andamento giornaliero è suddiviso in una fascia ad alto rendimento nelle ore centrali della giornata, in cui i moduli sono illuminati, e due fasce a basso rendimento nelle ore vicine all'alba e al tramonto, in cui i moduli sono ombreggiati. Anche qui è evidente il diverso ombreggiamento dei moduli dei

due impianti: i moduli con inverter centralizzato sono più ombreggiati al pomeriggio, mentre quelli con inverter di modulo sono più ombreggiati al mattino.

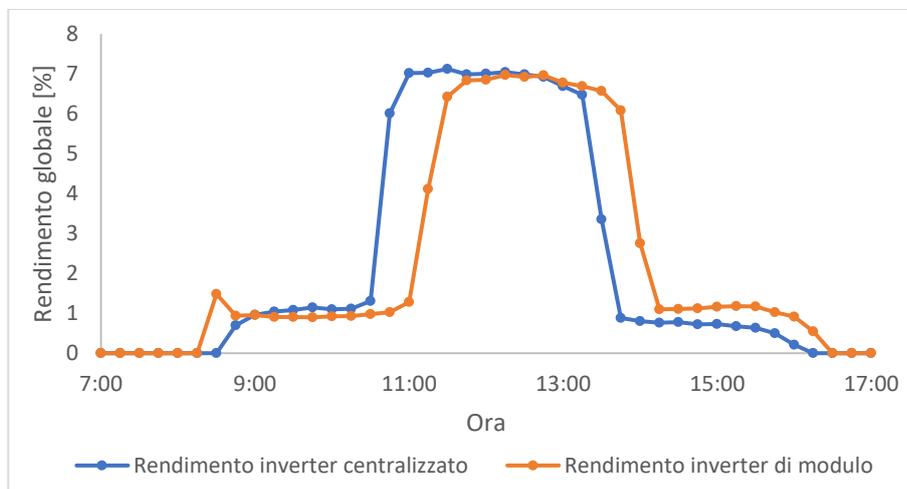


Figura 3-29: Andamento del rendimento globale dei due impianti il giorno 07/12/2022.

### 3.5 Analisi del rendimento globale nei giorni soleggiati

Le prestazioni dei due impianti possono essere confrontate più nel dettaglio osservando gli andamenti giornalieri del rendimento globale. Come si è visto, la produzione dei due impianti è leggermente “sfasata” nel tempo a causa del diverso ombreggiamento. Pertanto, piuttosto che confrontare le curve di rendimento giornaliera nel loro complesso, è più opportuno analizzare separatamente diversi tratti delle curve con andamenti simili nei due impianti:

- le ore centrali, con i rendimenti dei due impianti prossimi al valore di picco, per valutare il rendimento massimo giornaliero;
- le ore vicine all’alba e al tramonto, per confrontare la durata giornaliera della produzione e le prestazioni con i moduli fortemente ombreggiati;
- le ore ad alto rendimento, per determinare l’impianto meno ombreggiato.

I giorni sono stati selezionati nel periodo tra ottobre e dicembre 2022, individuando dai grafici dell’irradianza i giorni soleggiati e scegliendone per ogni mese un certo numero con l’energia giornaliera prodotta più alta (Tabella 3-2) tenendo conto della disponibilità dei dati sperimentali:

- 2 giorni del mese di ottobre: infatti, essendo il mese in cui è stato installato il monitoraggio della produzione, in molti giorni sia soleggiati sia nuvolosi i dati della produzione di uno o entrambi gli impianti risultano incompleti o assenti.
- 4 giorni del mese di novembre, per il quale si hanno dati completi dell’irradianza e della produzione;
- 4 giorni del mese di dicembre, dai quali è escluso il 6 dicembre (terzo giorno soleggiato per energia prodotta) poiché quel giorno i due impianti sono stati disattivati nel pomeriggio per manutenzione.

Nella tabella sono calcolati anche i rapporti tra le energie prodotte dai due impianti, per poterli confrontare con il rapporto tra le potenze nominali:

$$\frac{P_{n1}}{P_{n2}} = \frac{1530}{1100} = 1,39$$

Nei giorni considerati, il rapporto tra le energie prodotte risulta molto vicino a quello tra le potenze nominali, prevalentemente con un valore leggermente superiore: questo indica che la resa energetica giornaliera (*energy yield*, rapporto tra l'energia prodotta e la potenza nominale in un dato intervallo di tempo) è spesso lievemente maggiore nell'impianto con inverter centralizzato. In Tabella 3-3 sono indicati i principali eventi di interruzione del monitoraggio.

Tabella 3-2: Giorni selezionati per il confronto dei rendimenti ed energia prodotta dai due impianti in tali giorni.

Data	Energia prodotta dall'impianto centralizzato, $E_1$ [Wh]	Energia prodotta dall'impianto di modulo, $E_2$ [Wh]	$\frac{E_1}{E_2}$
18/10/2022	3228	2437	1,32
27/10/2022	2828	2046	1,38
05/11/2022	3288	2324	1,41
07/11/2022	2976	2068	1,44
10/11/2022	2920	2030	1,44
18/11/2022	2690	1862	1,44
01/12/2022	2132	1496	1,43
07/12/2022	1888	1334	1,42
08/12/2022	1930	1359	1,42
11/12/2022	2028	1429	1,42

Tabella 3-3: Principali eventi che hanno limitato la disponibilità di dati della produzione.

Data	Evento	Stato dati impianto centralizzato	Stato dati impianto di modulo
01-04/10	Monitoraggio non attivo	Assenti	Assenti
05/10	Monitoraggio attivato	Incompleti	Incompleti
10-11/10	Blackout elettrico interno al Politecnico	Incompleti	Incompleti
14/10	Malfunzionamento	Incompleti	Incompleti
21/10	Malfunzionamento	Incompleti	Incompleti
22-23/10	Malfunzionamento	Errati	Assenti
24/10	Malfunzionamento	Assenti	Assenti
06/12	Manutenzione	Incompleti	Incompleti

In Figura 3-30 e seguenti sono rappresentati gli andamenti giornalieri del rendimento globale e della potenza prodotta di entrambi gli impianti.

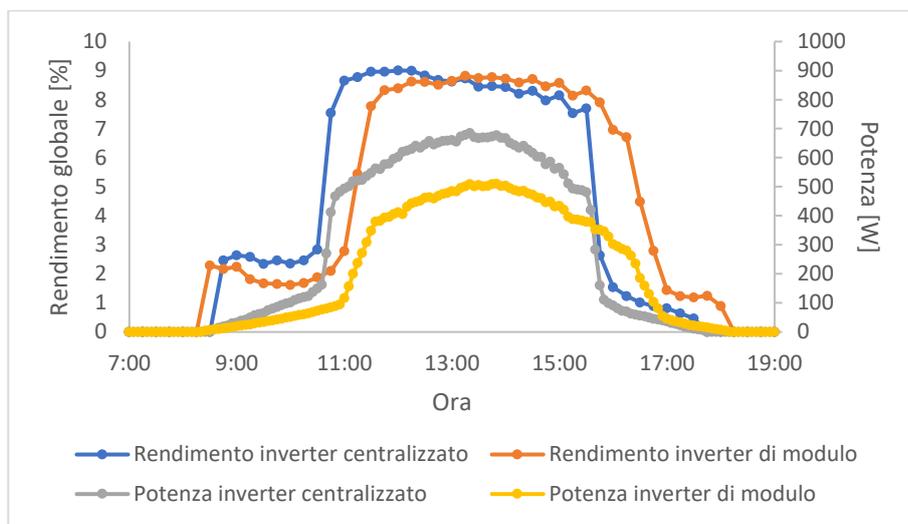


Figura 3-30: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/10/2022.

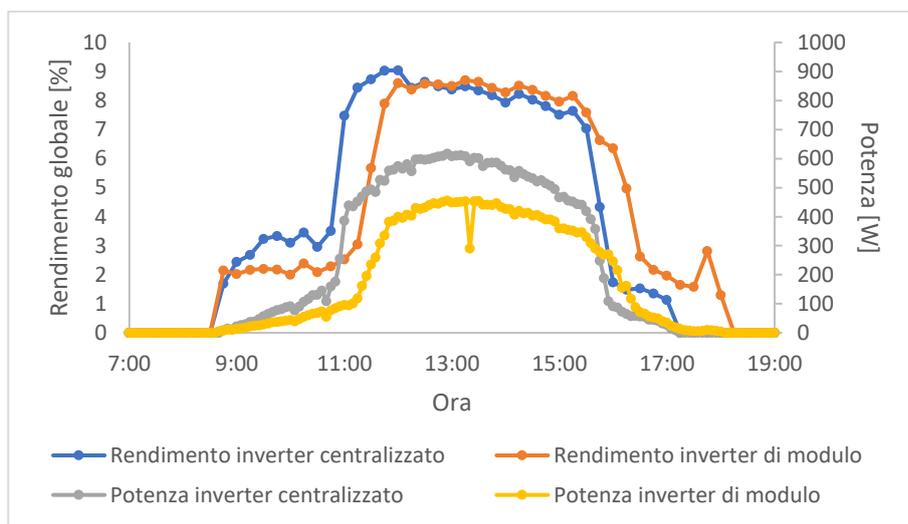


Figura 3-31: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 27/10/2022.

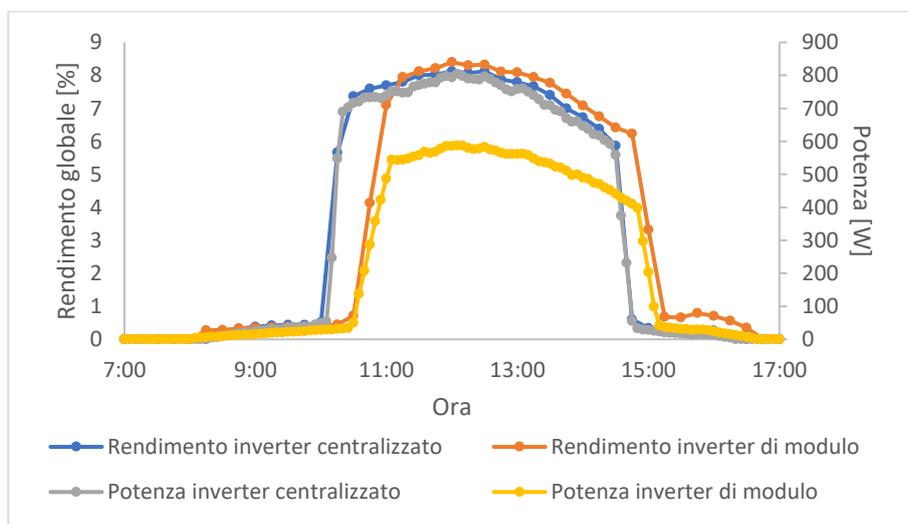


Figura 3-32: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 05/11/2022.

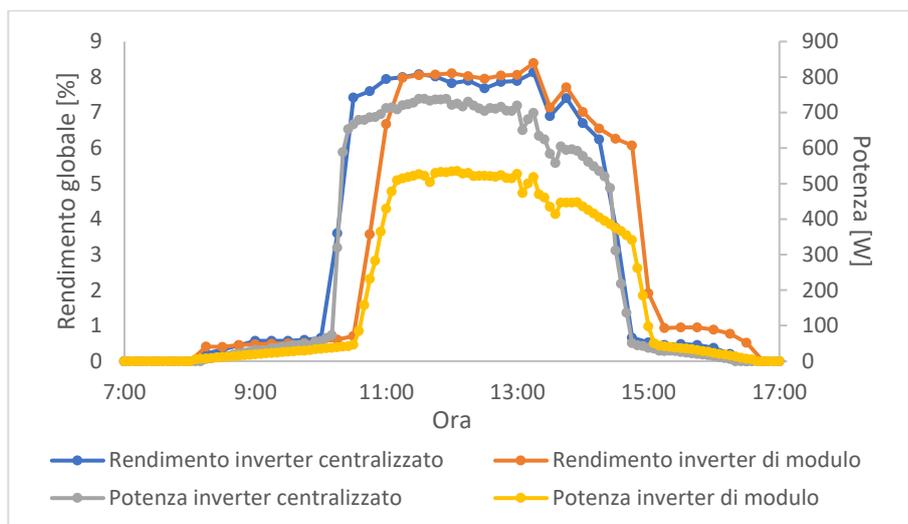


Figura 3-33: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/11/2022.

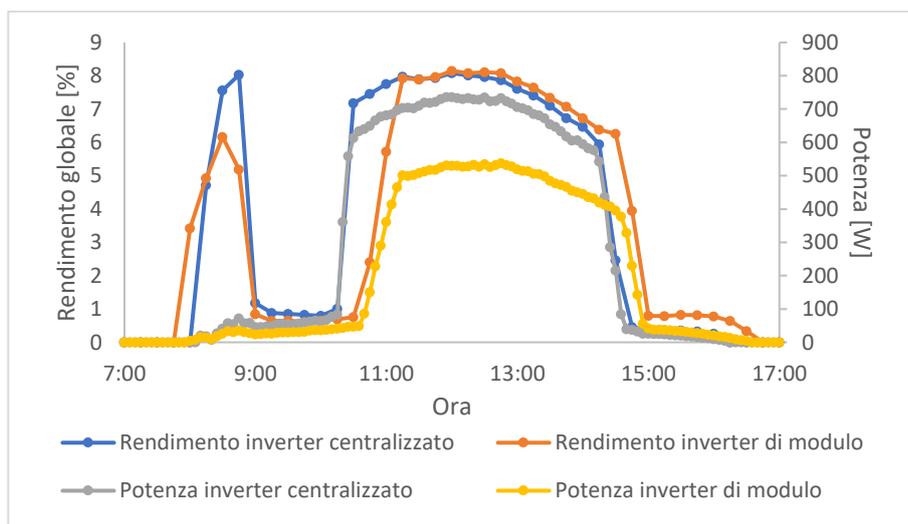


Figura 3-34: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 10/11/2022.

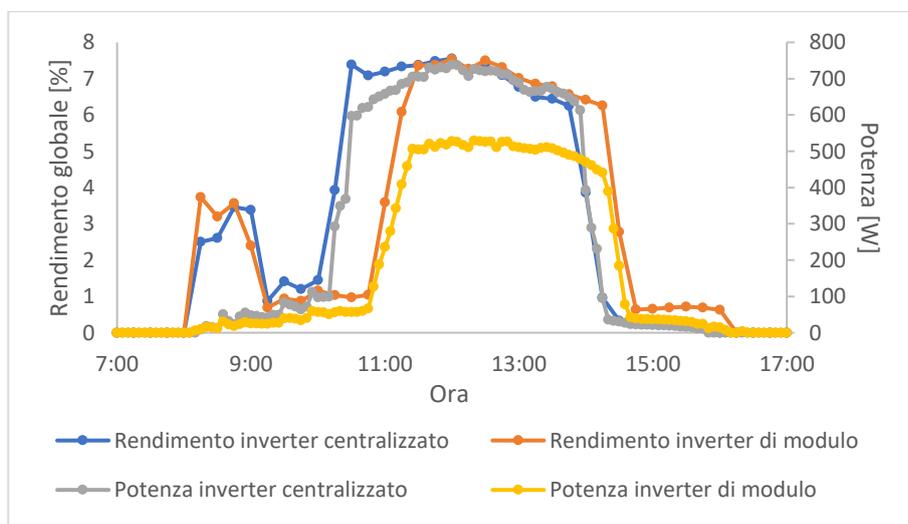


Figura 3-35: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/11/2022.

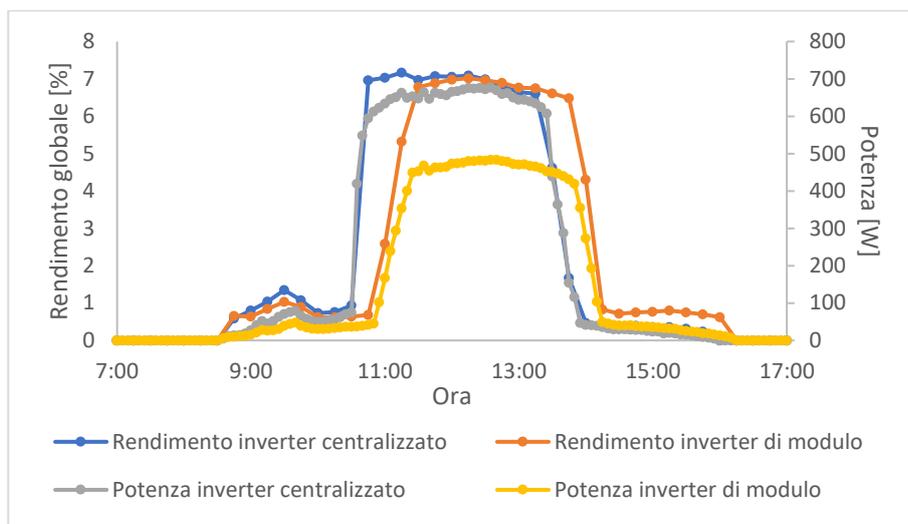


Figura 3-36: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 01/12/2022.

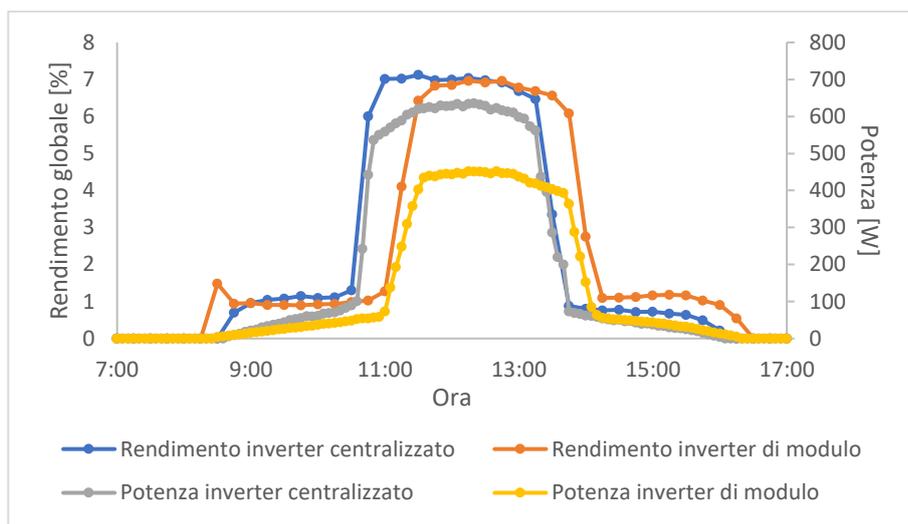


Figura 3-37: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/12/2022.

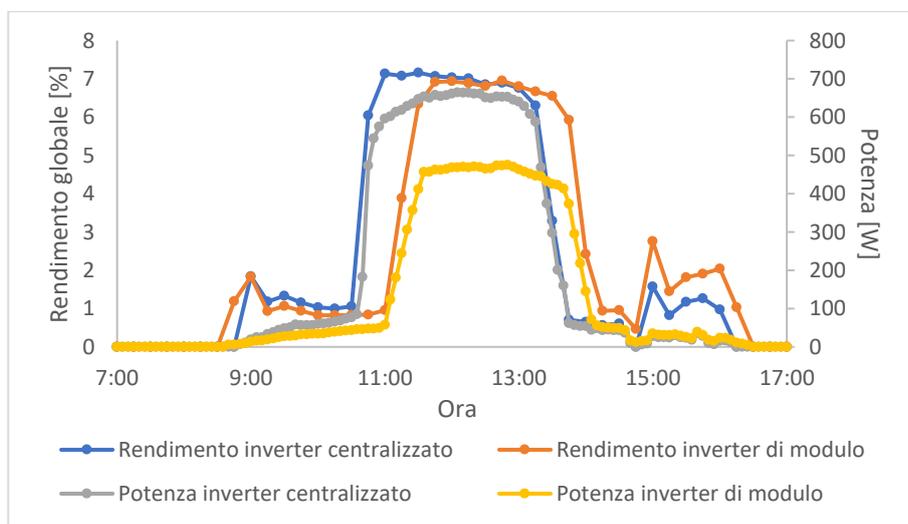


Figura 3-38: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 08/12/2022.

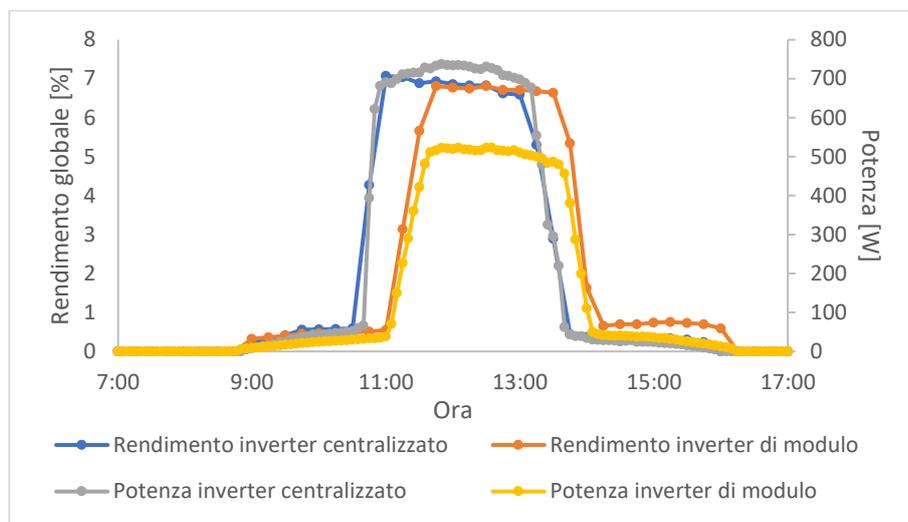


Figura 3-39: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 11/12/2022.

### 3.5.1 Rendimento nelle ore centrali

Nei giorni soleggiati analizzati, si selezionano le ore centrali in cui le curve di rendimento dei due impianti hanno andamenti simili e valori prossimi al picco giornaliero. È possibile definire per ciascun impianto un rendimento massimo giornaliero, calcolato come rendimento medio nelle ore di picco. È opportuno che tale media sia pesata sulla potenza prodotta a ciascun valore di rendimento considerato, in modo da dare maggior peso al rendimento nelle ore di picco della produzione. Detti  $P_i$  la potenza misurata e  $\eta_i$  il rendimento globale calcolato all' $i$ -esimo istante, con  $k$  campioni nelle ore centrali, il rendimento massimo giornaliero  $\eta_{picco}$  è quindi definito come:

$$\eta_{picco} = \frac{\sum_{i=1}^k P_i \eta_i}{\sum_{i=1}^k P_i} \quad (3-32)$$

In Figura 3-40 e seguenti sono rappresentati graficamente il rendimento globale e la potenza di entrambi gli impianti nelle ore centrali dei giorni selezionati. I risultati del calcolo del rendimento medio nelle ore di picco sono riportati nella Tabella 3-4.

Ovviamente, le ore di picco della produzione tendono a ridursi con il progressivo accorciarsi delle giornate verso i mesi invernali. In 6 dei 10 giorni scelti, il rendimento medio maggiore nelle ore centrali è ottenuto dall'impianto con inverter di modulo, con uno scarto massimo di 0,26 punti percentuali rispetto all'impianto con inverter centralizzato il 5 novembre. Nei giorni di dicembre, il rendimento dell'impianto centralizzato supera quello dell'impianto con inverter di modulo di non oltre 0,06 punti percentuali: questo è probabilmente dovuto alla maggiore inclinazione dei moduli, favorita nei mesi invernali, e al maggior rendimento nominale. In entrambi gli impianti si osserva poi la tendenza del rendimento a diminuire andando verso l'inverno, dovuta probabilmente alla progressiva riduzione dell'altezza solare.

### Capitolo 3

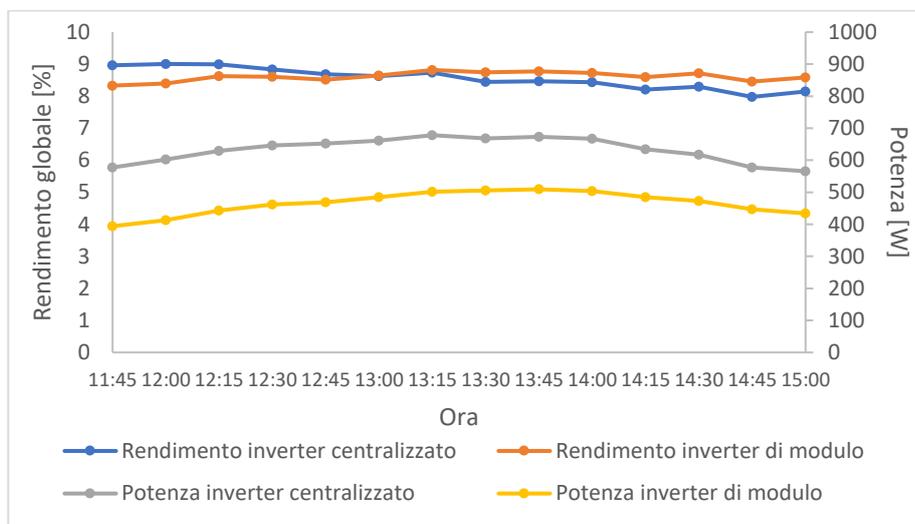


Figura 3-40: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 18/10/2022.

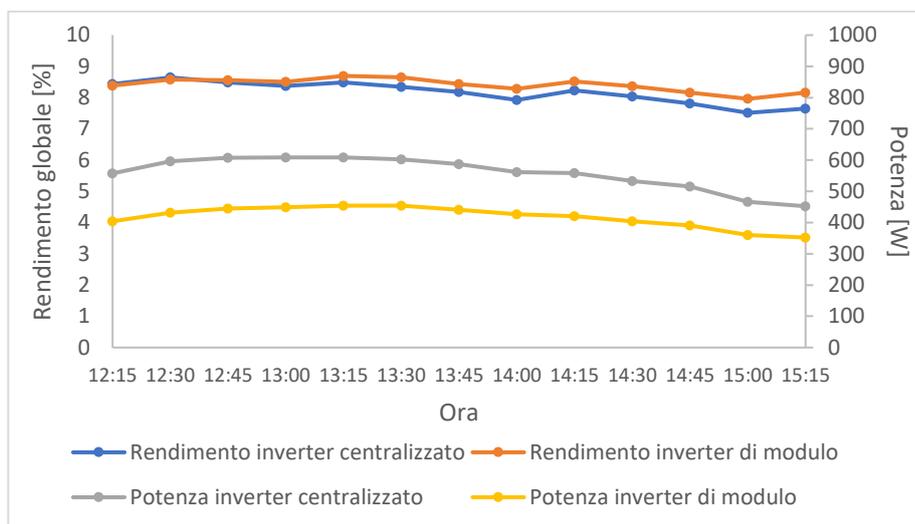


Figura 3-41: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 27/10/2022.

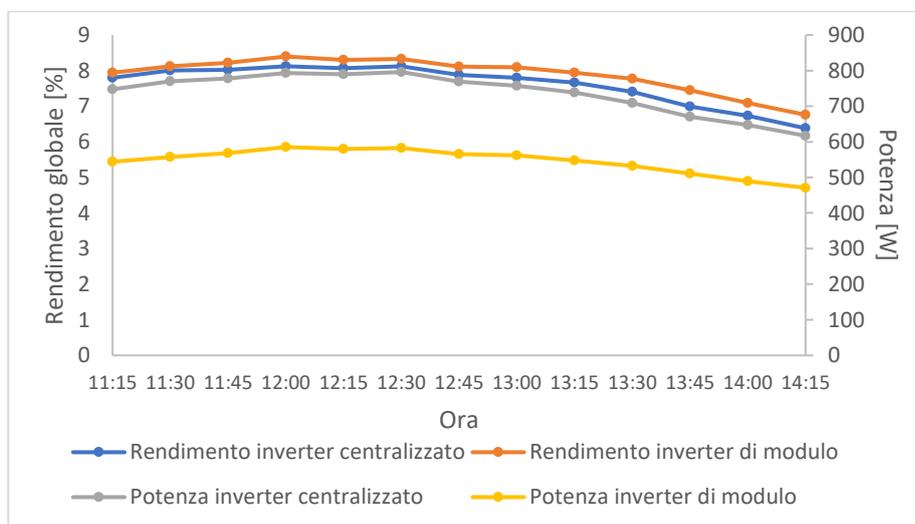


Figura 3-42: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 05/11/2022.

### Capitolo 3

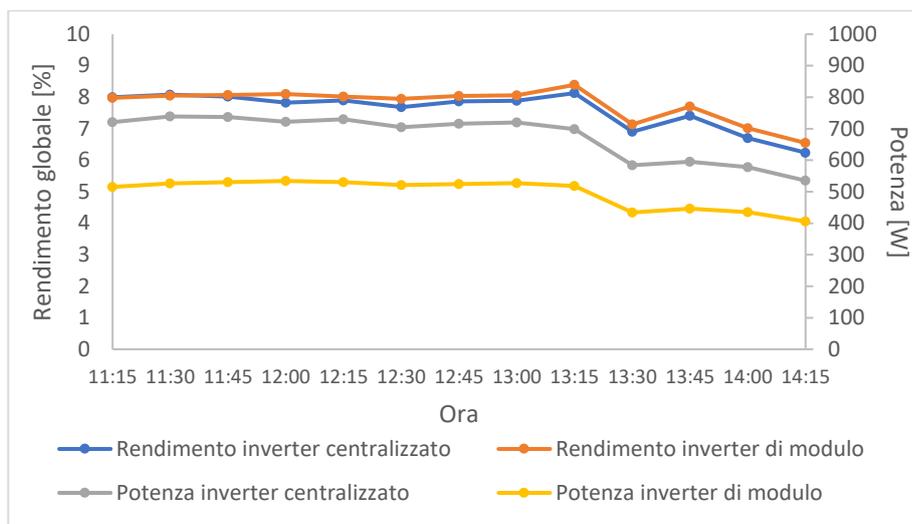


Figura 3-43: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 07/11/2022.

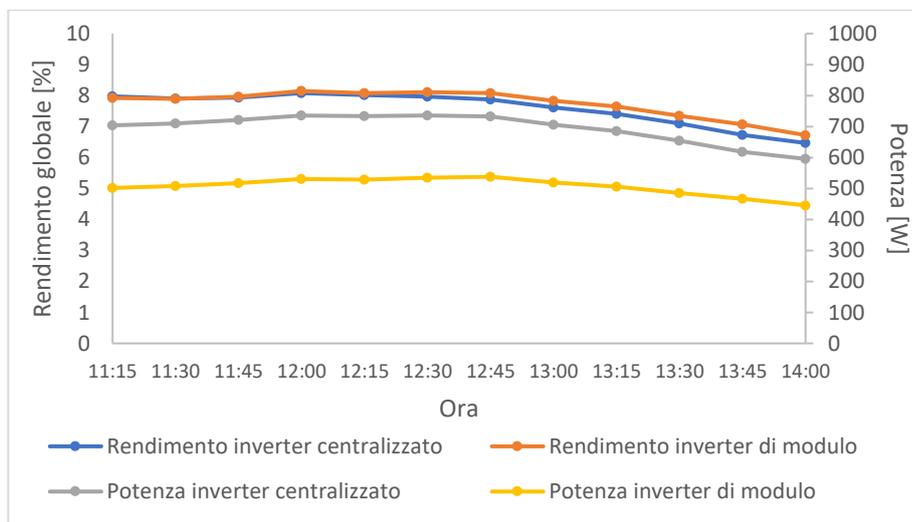


Figura 3-44: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 10/11/2022.

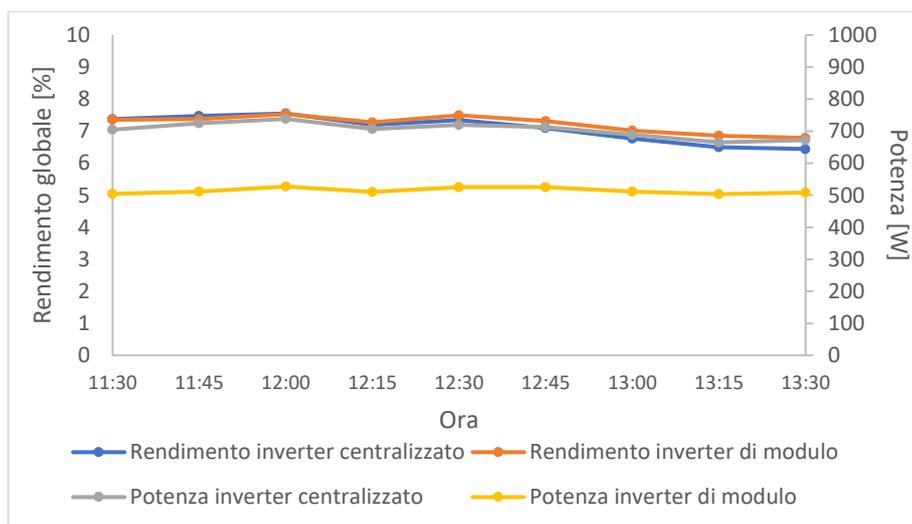


Figura 3-45: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 18/11/2022.

### Capitolo 3

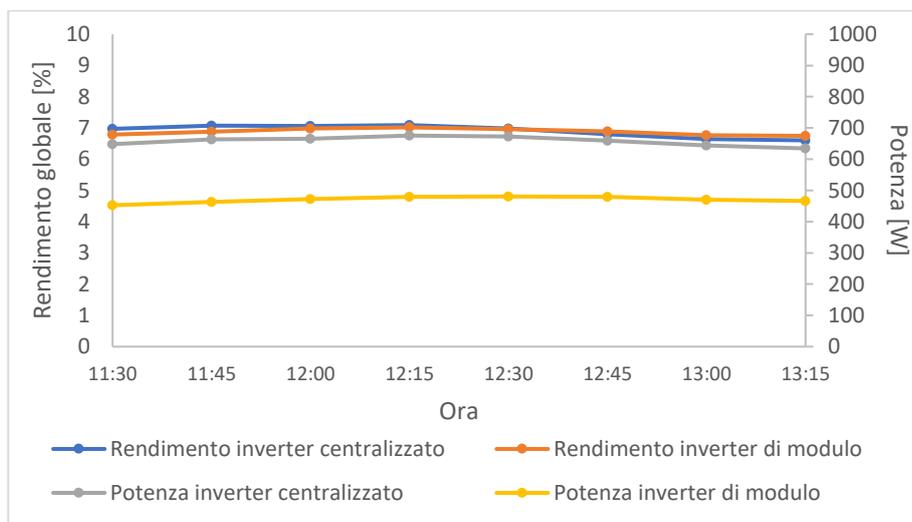


Figura 3-46: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 01/12/2022.

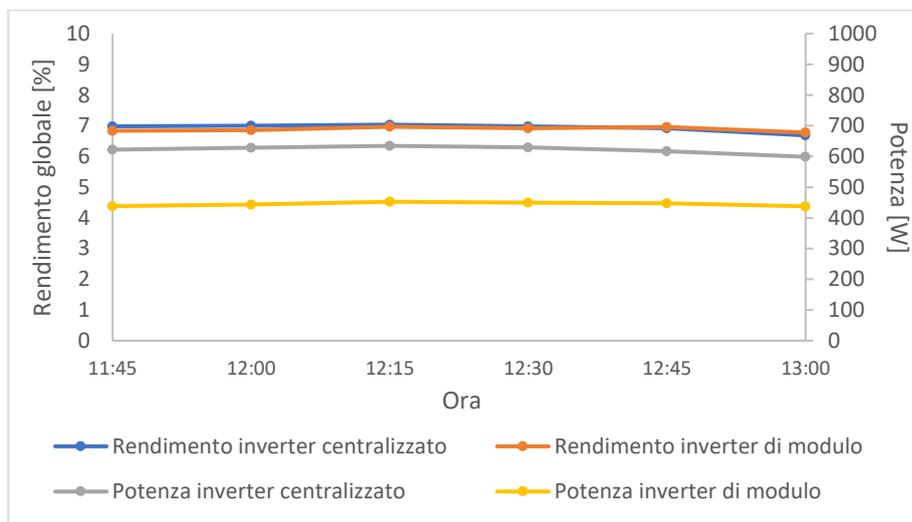


Figura 3-47: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 07/12/2022.

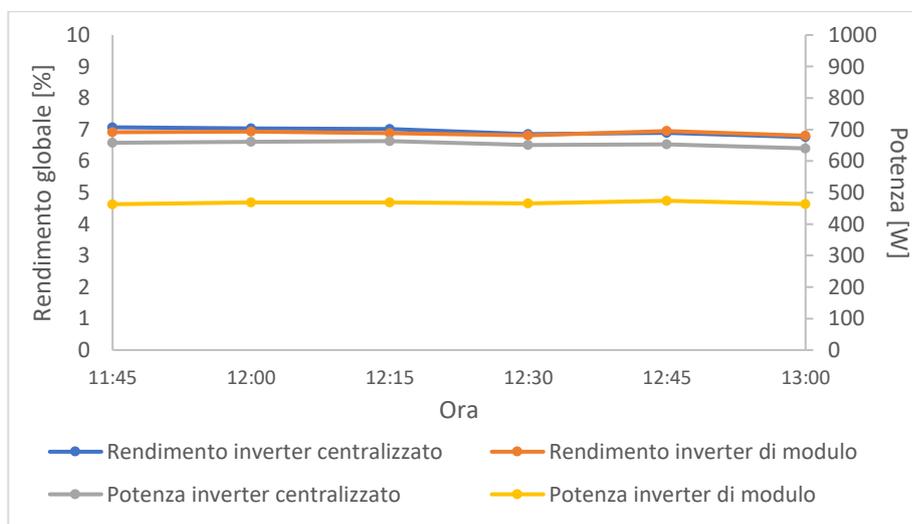


Figura 3-48: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 08/12/2022.

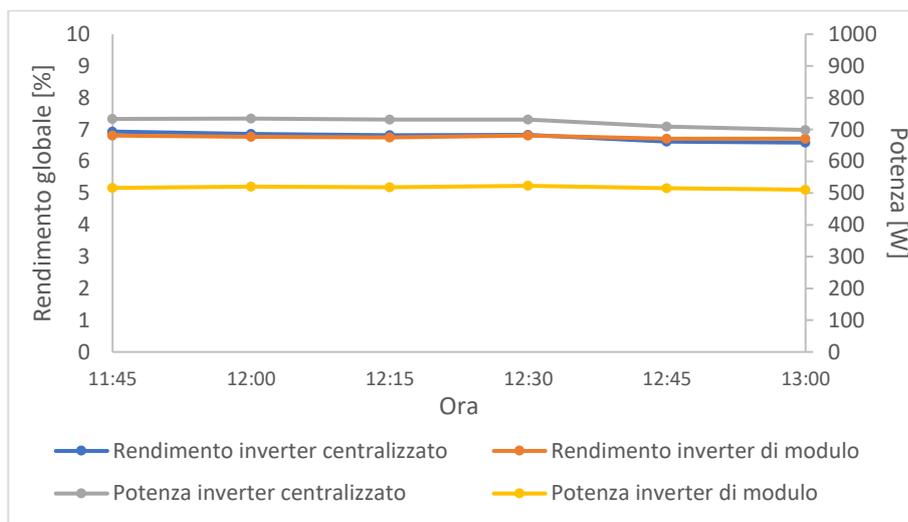


Figura 3-49: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 11/12/2022.

Tabella 3-4: Risultati del calcolo del rendimento medio nelle ore di picco  $\eta_{picco}$ .

Data	Inizio ore centrali	Fine ore centrali	$\eta_{picco}$ impianto centralizzato [%]	$\eta_{picco}$ impianto di modulo [%]
18/10/2022	11:45	15:00	8,56	8,62
27/10/2022	12:15	15:15	8,19	8,42
05/11/2022	11:15	14:15	7,66	7,92
07/11/2022	11:15	14:15	7,64	7,82
10/11/2022	11:15	14:00	7,62	7,76
18/11/2022	11:30	13:30	7,10	7,23
01/12/2022	11:30	13:15	6,91	6,88
07/12/2022	11:45	13:00	6,94	6,89
08/12/2022	11:45	13:00	6,94	6,88
11/12/2022	11:45	13:00	6,78	6,76

### 3.5.2 Durata della produzione e rendimento nelle ore ombreggiate

Si procede analizzando il comportamento dei due impianti in prossimità dell'alba e del tramonto, quando sono entrambi ombreggiati dai palazzi circostanti. I parametri di confronto sono la durata totale della produzione giornaliera e il rendimento medio nelle ore ombreggiate  $\eta_{ombr}$ .

#### *Durata della produzione giornaliera*

Per confrontare la durata della produzione dei due impianti si usano i dati della potenza, poiché aggiornati più frequentemente di quelli del rendimento. Come durata della produzione si considera l'intervallo di tempo tra l'ultimo valore nullo misurato all'alba e il primo valore nullo misurato al tramonto.

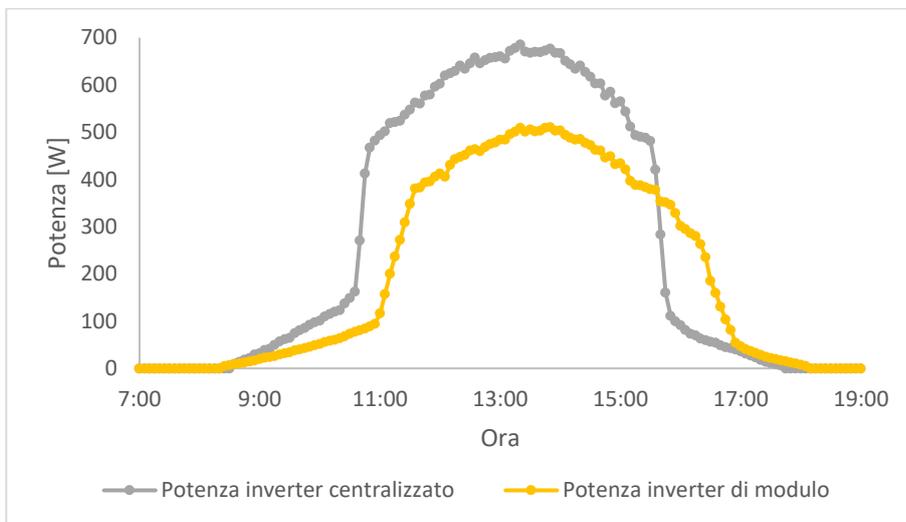


Figura 3-50: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/10/2022.

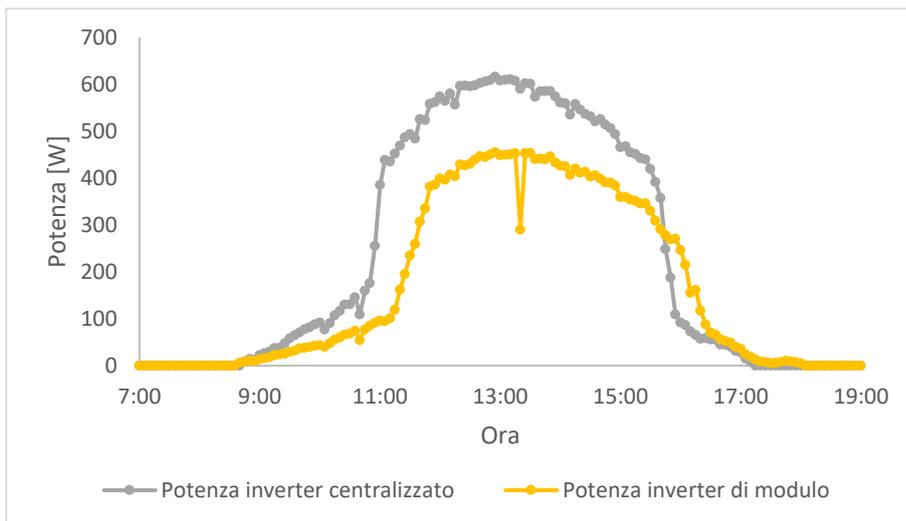


Figura 3-51: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 27/10/2022.

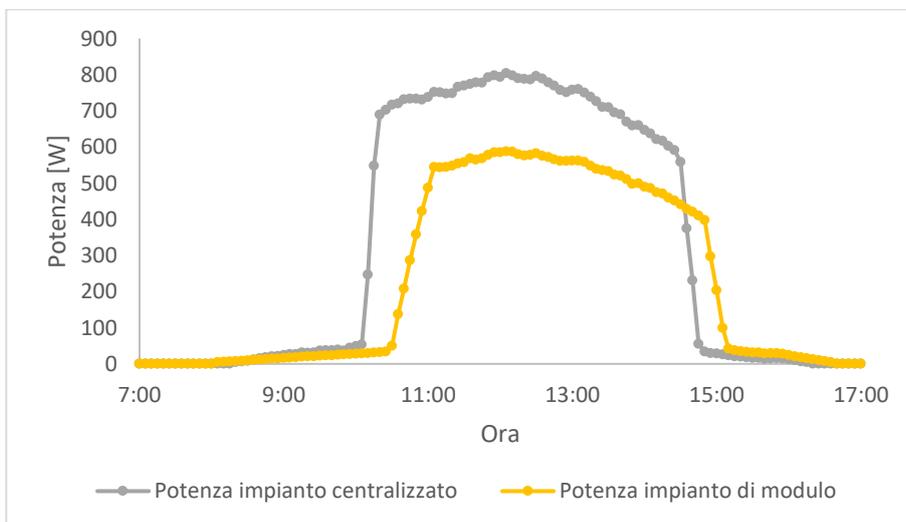


Figura 3-52: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 05/11/2022.

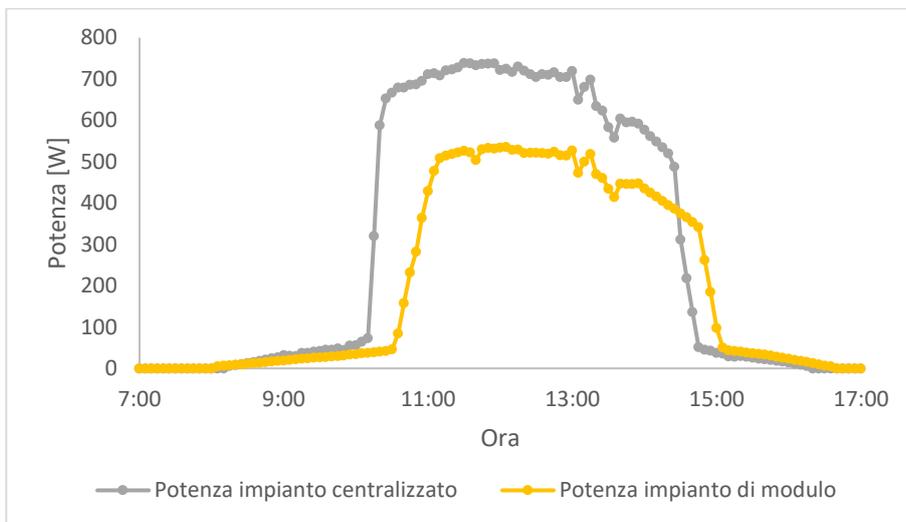


Figura 3-53: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/11/2022.

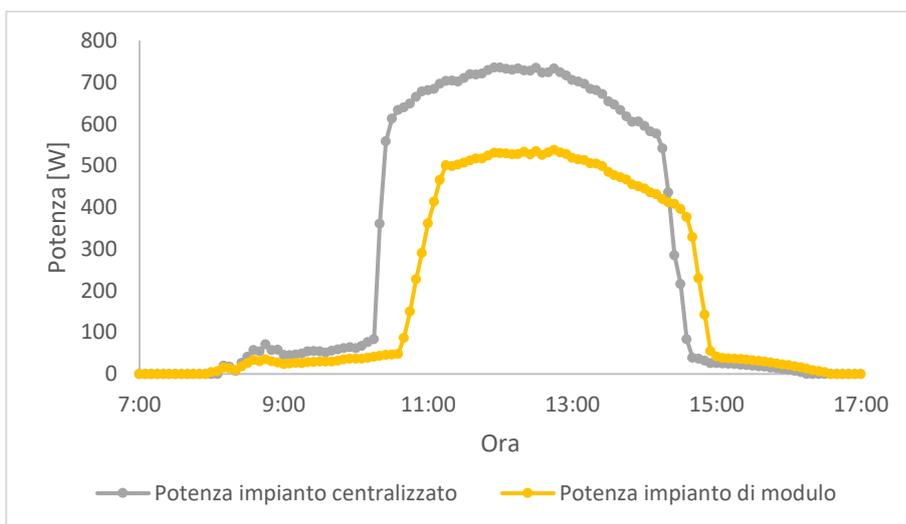


Figura 3-54: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 10/11/2022.

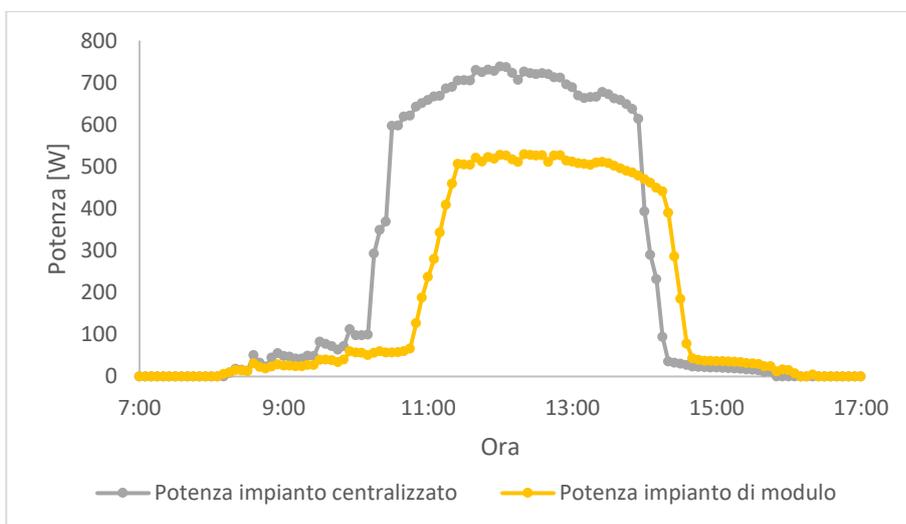


Figura 3-55: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/11/2022.

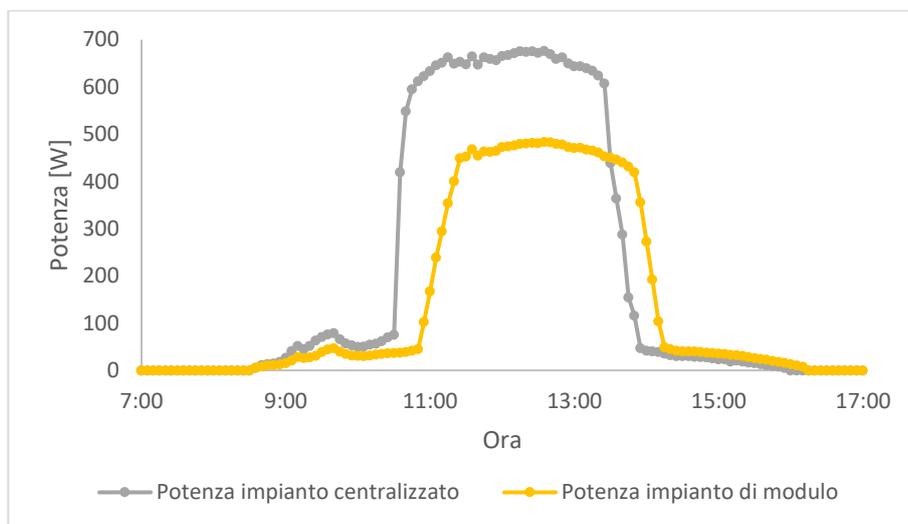


Figura 3-56: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 01/12/2022.

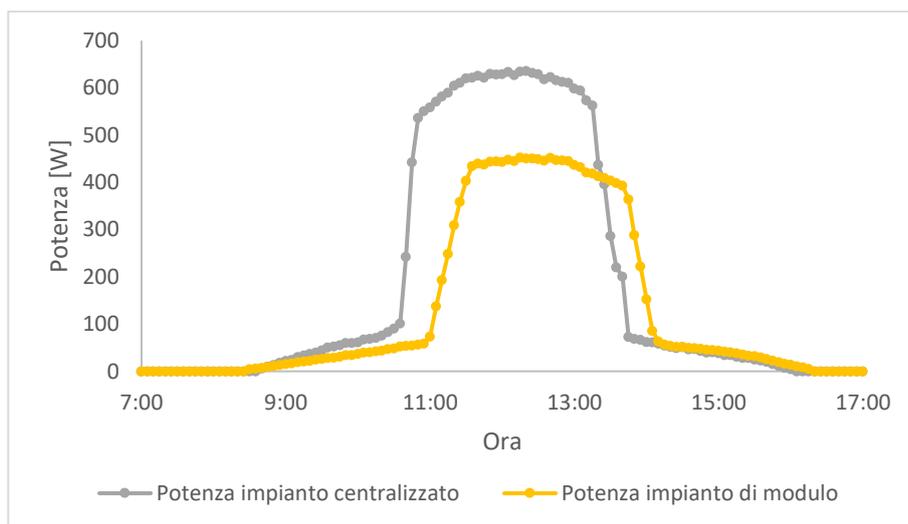


Figura 3-57: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/12/2022.

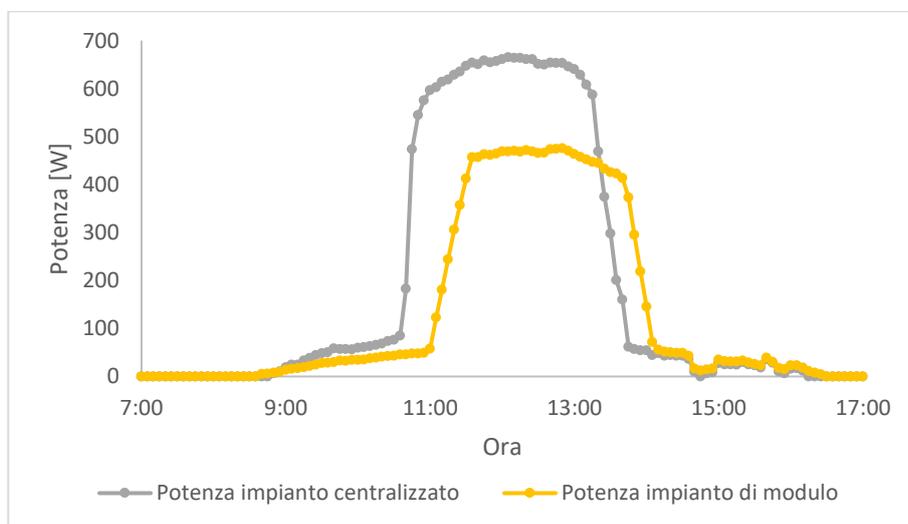


Figura 3-58: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 08/12/2022.

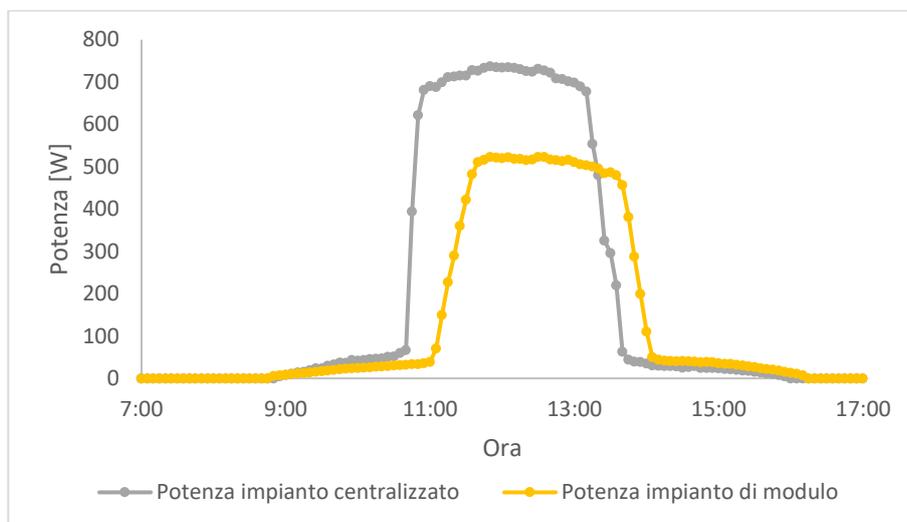


Figura 3-59: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 11/12/2022.

Come mostrato in Tabella 3-5, la durata della produzione nei giorni considerati risulta sempre maggiore nell'impianto con inverter di modulo, che evidentemente gestisce meglio la potenza quando i moduli sono fortemente ombreggiati inseguendo la massima potenza di ogni modulo separatamente. La produzione di tale impianto ha una durata giornaliera che supera quella dell'impianto centralizzato di almeno 15 minuti, arrivando in alcuni giorni a 30-35 minuti e il 27 ottobre addirittura a 55 minuti in più. Questi tempi aggiuntivi sono concentrati prevalentemente al tramonto, mentre all'alba la produzione dell'impianto con inverter di modulo non inizia mai con più di 15 minuti di anticipo, e il 1° dicembre i due impianti iniziano la produzione alla stessa ora.

Tabella 3-5: Ore di produzione dei due impianti nei giorni soleggiati scelti.

Data	Produzione impianto centralizzato			Produzione impianto di modulo		
	Inizio	Fine	Durata	Inizio	Fine	Durata
18/10/2022	8:30	17:45	<b>9:15</b>	8:20	18:10	<b>9:50</b>
27/10/2022	8:40	17:15	<b>8:35</b>	8:35	18:05	<b>9:30</b>
05/11/2022	8:15	16:20	<b>8:05</b>	8:00	16:40	<b>8:40</b>
07/11/2022	8:10	16:20	<b>8:10</b>	8:00	16:40	<b>8:40</b>
10/11/2022	8:05	16:15	<b>8:10</b>	7:55	16:35	<b>8:40</b>
18/11/2022	8:10	16:00	<b>7:50</b>	8:05	16:10	<b>8:05</b>
01/12/2022	8:30	16:00	<b>7:30</b>	8:30	16:15	<b>7:45</b>
07/12/2022	8:35	16:05	<b>7:30</b>	8:25	16:20	<b>7:55</b>
08/12/2022	8:45	16:15	<b>7:30</b>	8:35	16:30	<b>7:55</b>
11/12/2022	8:50	16:00	<b>7:10</b>	8:45	16:15	<b>7:30</b>

*Rendimento nelle ore ombreggiate*

Il rendimento medio  $\eta_{ombr}$  nelle ore ombreggiate comuni ai due impianti (Tabella 3-6) viene calcolato come media pesata sulla potenza, con la stessa formula usata per  $\eta_{picco}$  (3-32).

In Tabella 3-7 sono riportati i valori di rendimento ottenuti:

- Nelle ore ombreggiate dopo l'alba (“ $\eta_{ombr}$  alba”);
- Nelle ore ombreggiate prima del tramonto (“ $\eta_{ombr}$  tramonto”);
- Unendo le due fasce orarie (“ $\eta_{ombr}$  globale”).

Nei giorni analizzati, il rendimento migliore nelle ore ombreggiate è sempre ottenuto dall'impianto centralizzato nella fascia mattutina e dall'impianto con inverter di modulo nella fascia pomeridiana. Combinando le due fasce, si osserva un rendimento migliore in ciascun impianto per metà dei giorni considerati, con i valori più alti raggiunti comunque dall'impianto centralizzato.

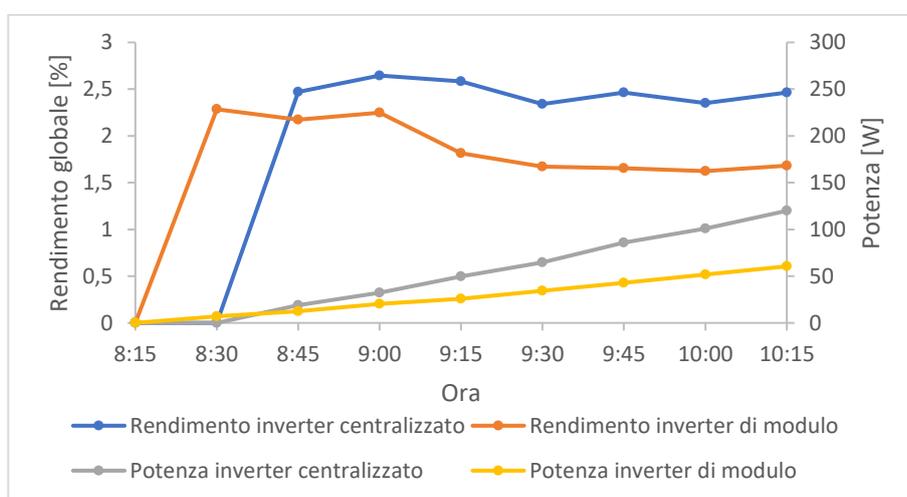


Figura 3-60: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 18/10/2022.

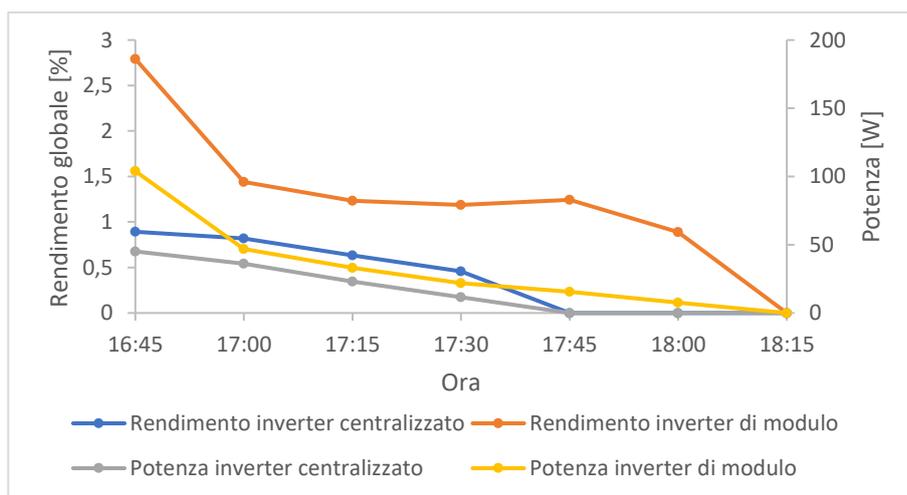


Figura 3-61: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 18/10/2022.

### Capitolo 3

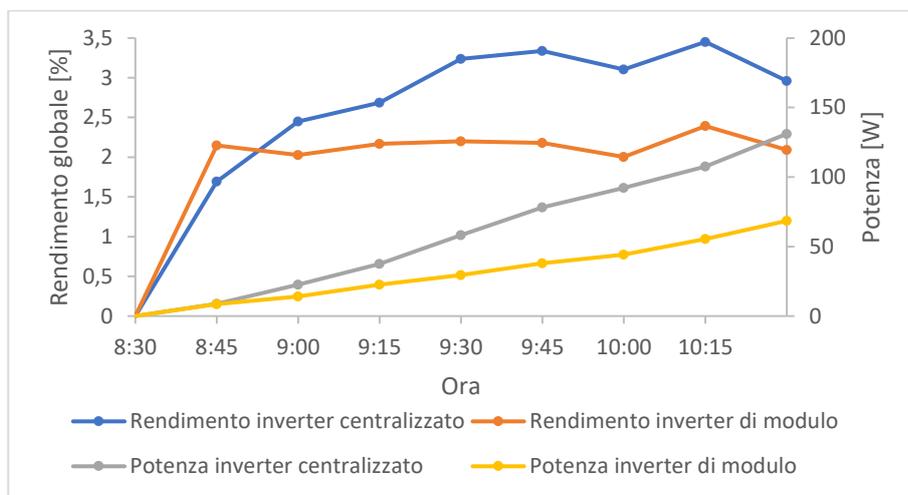


Figura 3-62: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 27/10/2022.

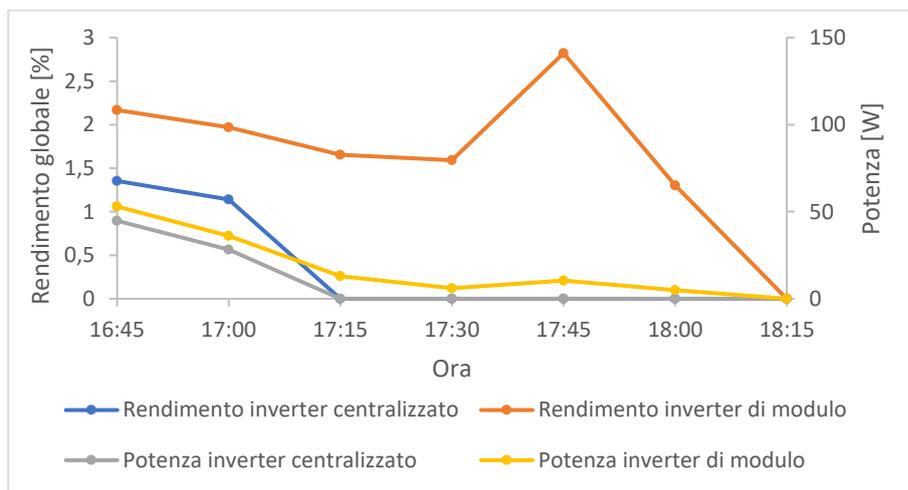


Figura 3-63: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 27/10/2022.

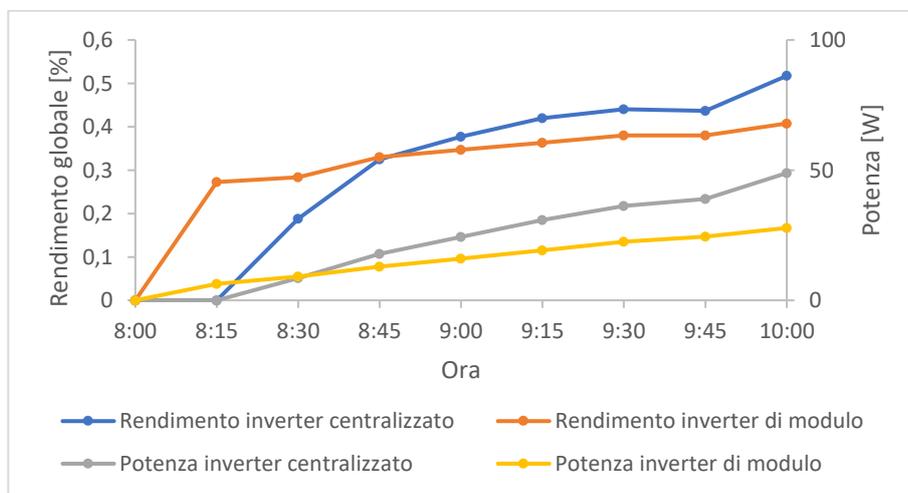


Figura 3-64: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 05/11/2022.

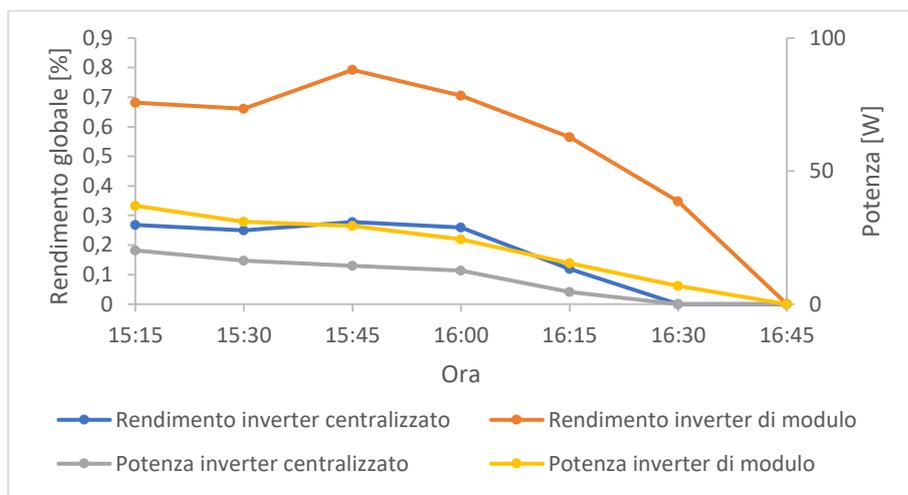


Figura 3-65: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 05/11/2022.

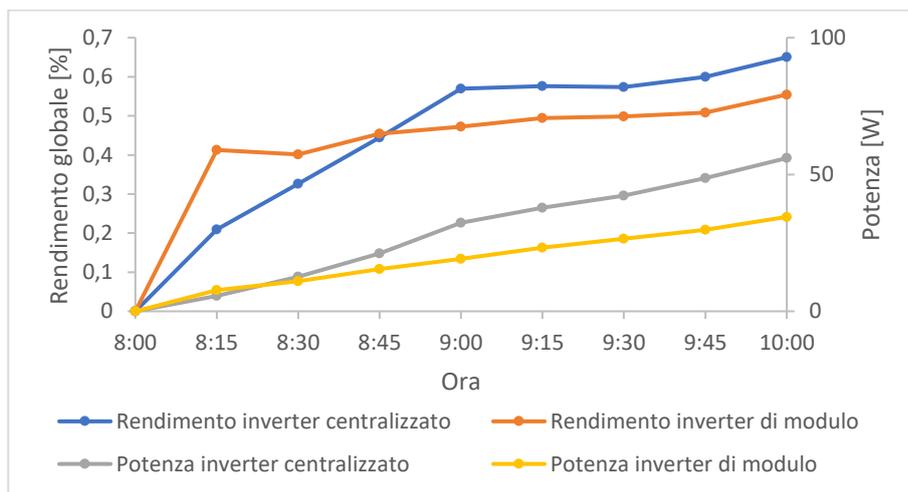


Figura 3-66: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 07/11/2022.

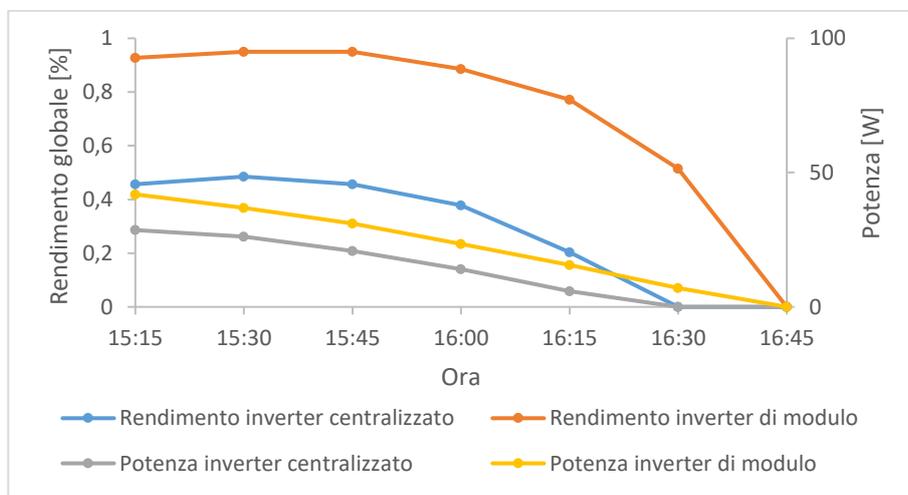


Figura 3-67: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 07/11/2022.

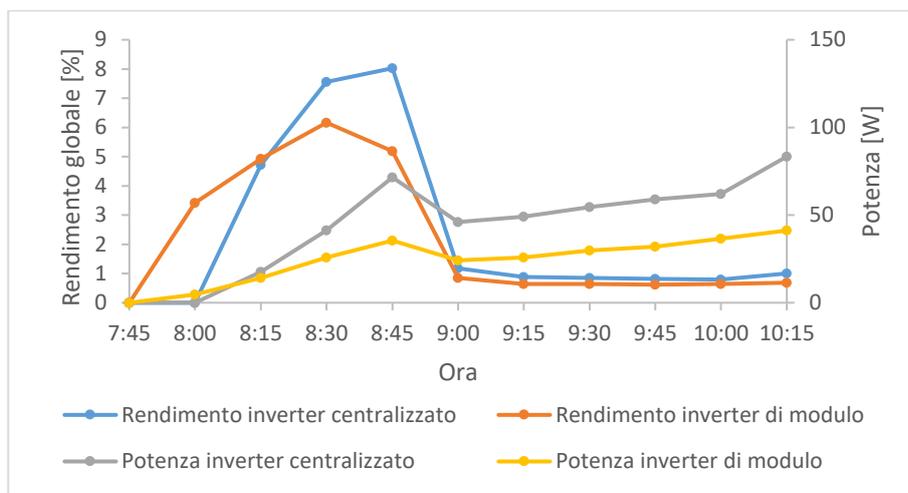


Figura 3-68: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 10/11/2022.

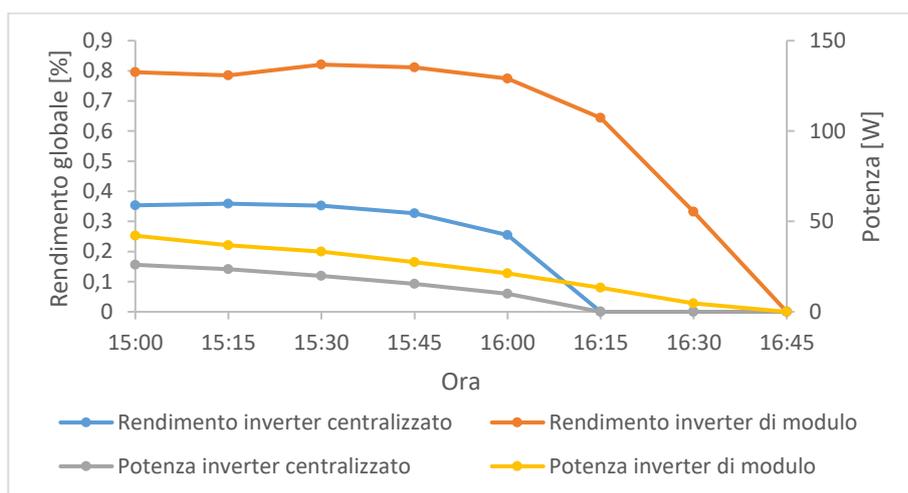


Figura 3-69: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 10/11/2022.

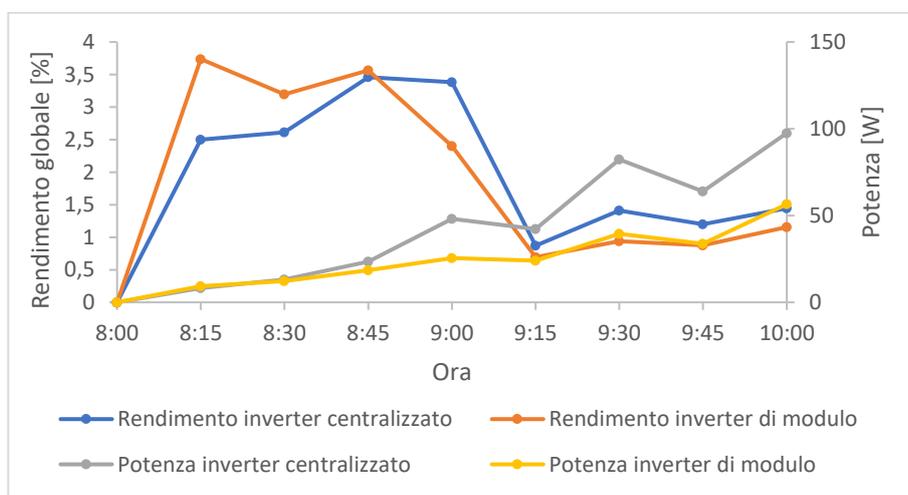


Figura 3-70: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 18/11/2022.

### Capitolo 3

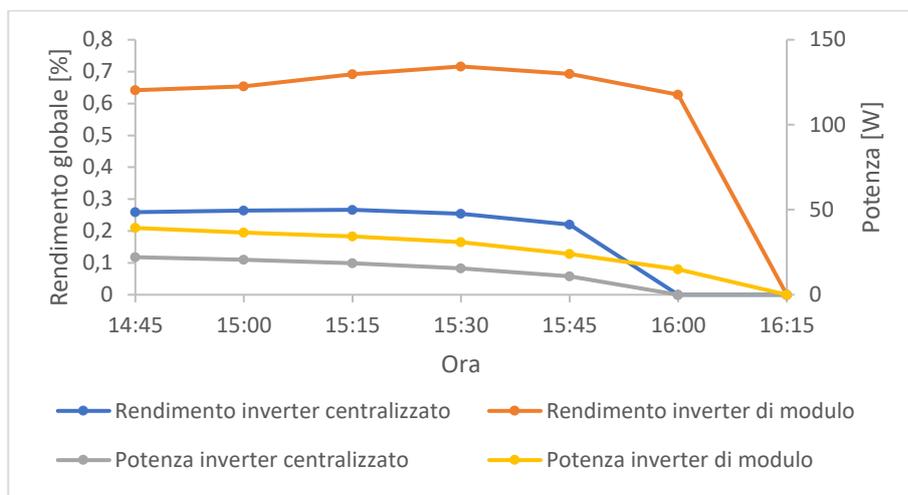


Figura 3-71: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 18/11/2022.

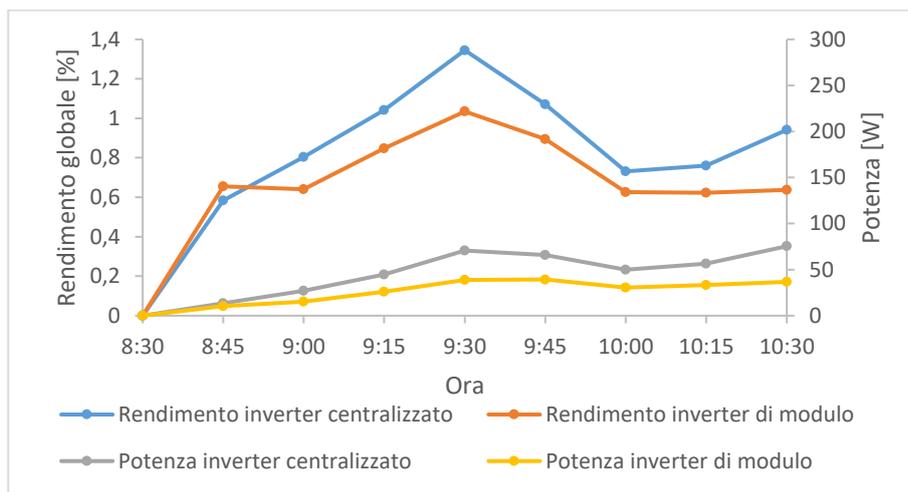


Figura 3-72: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 01/12/2022.

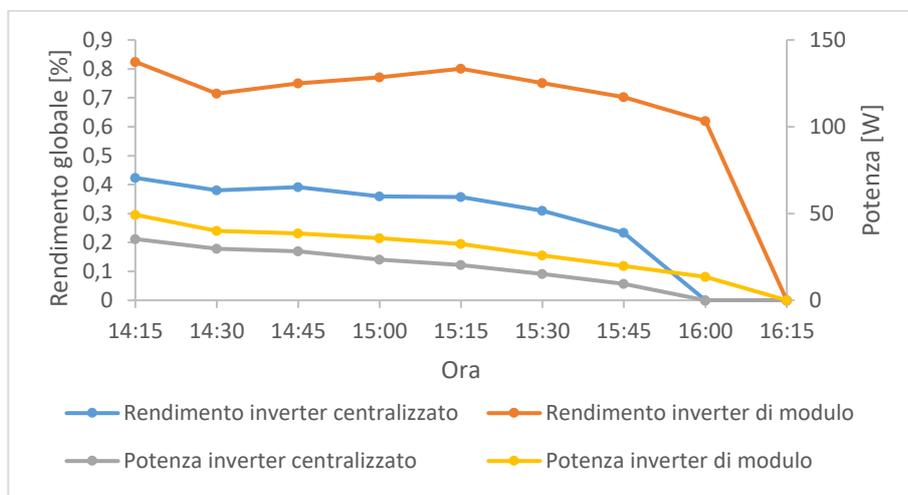


Figura 3-73: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 01/12/2022.

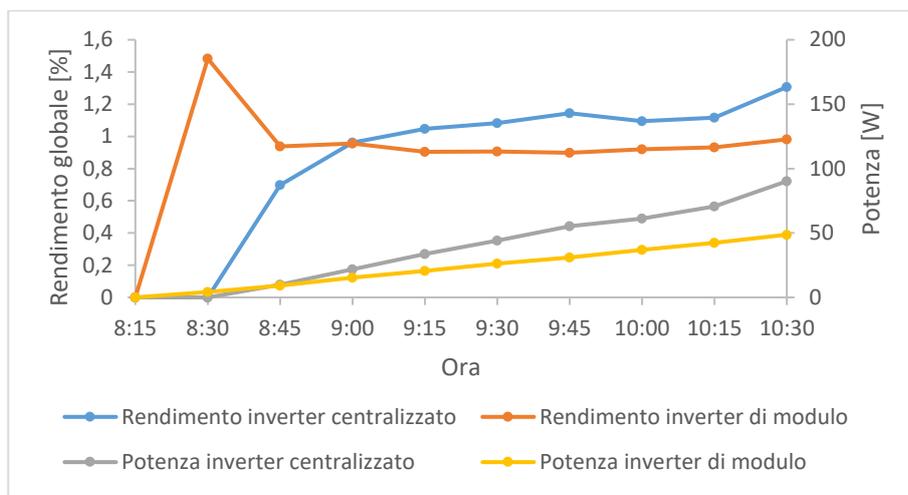


Figura 3-74: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 07/12/2022.

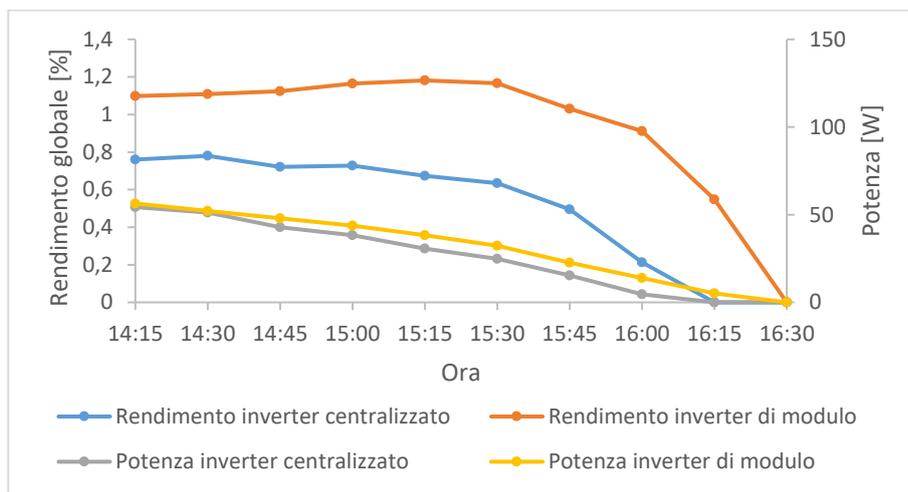


Figura 3-75: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 07/12/2022.

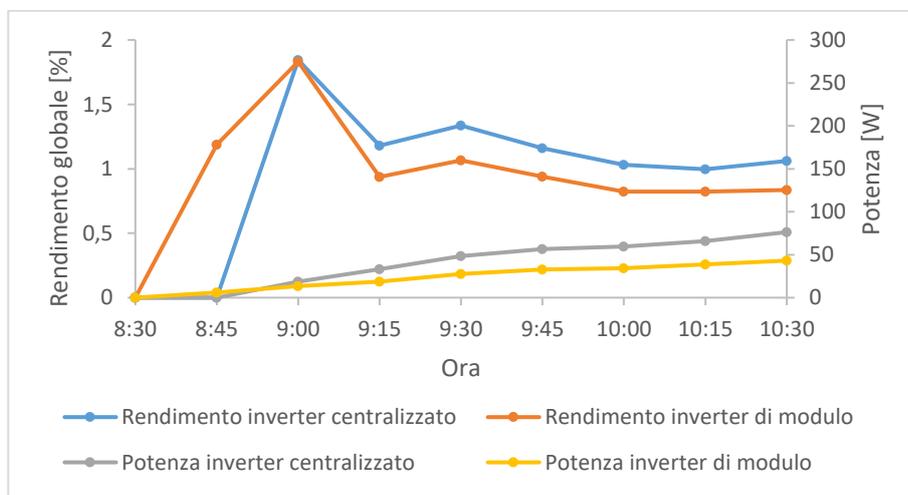


Figura 3-76: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 08/12/2022.

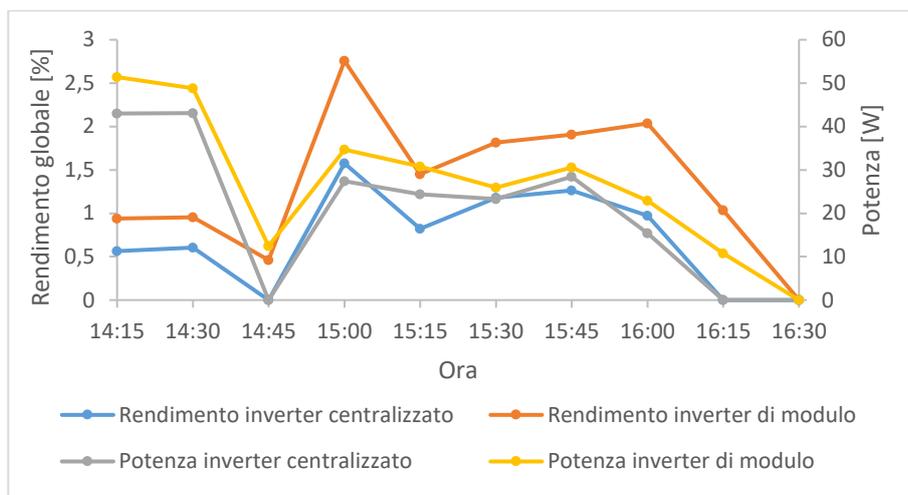


Figura 3-77: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 08/12/2022.

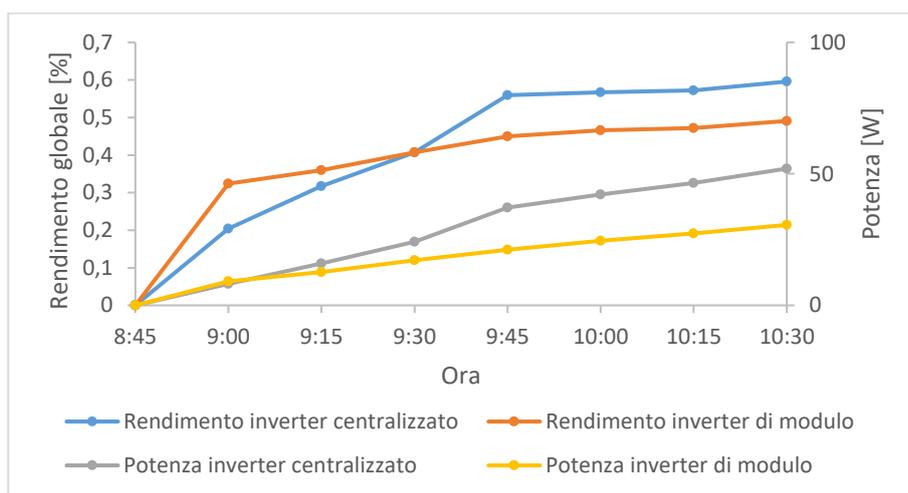


Figura 3-78: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 11/12/2022.

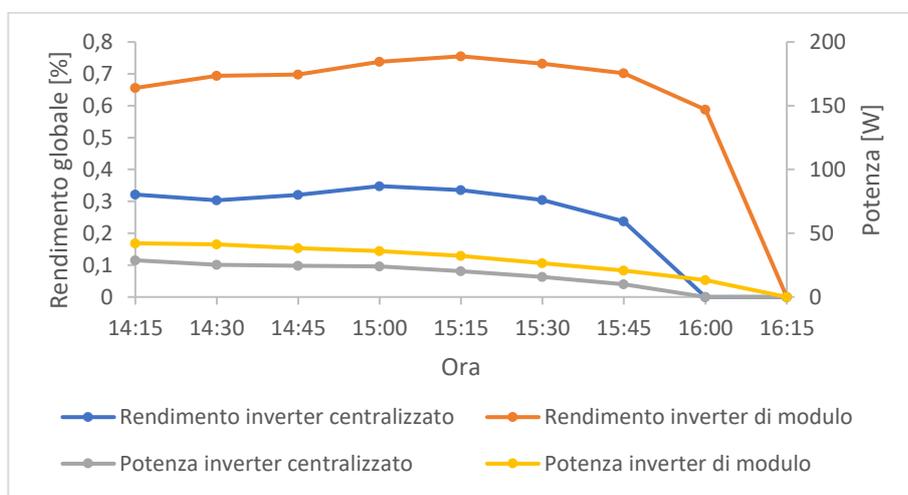


Figura 3-79: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 11/12/2022.

Tabella 3-6: Ore di produzione con i moduli ombreggiati in entrambi gli impianti nei giorni analizzati.

Data	Ore ombreggiate alba		Ore ombreggiate tramonto	
	Inizio	Fine	Inizio	Fine
18/10/2022	8:15	10:30	16:45	18:15
27/10/2022	8:30	10:30	16:45	18:15
05/11/2022	8:00	10:00	15:15	16:45
07/11/2022	8:00	10:00	15:15	16:45
10/11/2022	7:45	10:15	15:00	16:45
18/11/2022	8:00	10:00	14:45	16:15
01/12/2022	8:30	10:30	14:15	16:15
07/12/2022	8:15	10:30	14:15	16:30
08/12/2022	8:30	10:30	14:15	16:30
11/12/2022	8:45	10:30	14:15	16:15

Tabella 3-7: Risultati del calcolo del rendimento medio nelle ore ombreggiate  $\eta_{ombr}$ .

Data	Impianto con inverter centralizzato			Impianto con inverter di modulo		
	$\eta_{ombr}$ alba [%]	$\eta_{ombr}$ tramonto [%]	$\eta_{ombr}$ globale [%]	$\eta_{ombr}$ alba [%]	$\eta_{ombr}$ tramonto [%]	$\eta_{ombr}$ globale [%]
18/10/2022	2,54	0,77	2,26	1,79	1,97	1,86
27/10/2022	3,11	1,27	2,89	2,16	2,05	2,13
05/11/2022	0,43	0,25	0,38	0,36	0,68	0,52
07/11/2022	0,56	0,44	0,53	0,49	0,90	0,69
10/11/2022	2,67	0,34	2,29	2,06	0,77	1,55
18/11/2022	1,77	0,26	1,48	1,59	0,67	1,18
01/12/2022	0,97	0,37	0,80	0,77	0,76	0,76
07/12/2022	1,13	0,71	0,96	0,94	1,11	1,04
08/12/2022	1,15	0,94	1,07	0,96	1,51	1,26
11/12/2022	0,53	0,32	0,44	0,44	0,70	0,61

### 3.5.3 Durata della fascia centrale

Come ulteriore parametro di confronto tra gli impianti, si può introdurre la durata della fascia oraria centrale della giornata, in corrispondenza delle ore soleggiate e del picco della produzione e del rendimento. Tale durata è calcolata come intervallo di tempo tra l'inizio del fronte di salita e la fine del fronte di discesa nei profili giornalieri di potenza rappresentati in Figura 3-50 e seguenti, per includere le ore di ombreggiamento parziale dei moduli.

Dai risultati in Tabella 3-8 si osserva che l'impianto con inverter di modulo gestisce meglio la potenza nelle ore centrali solo in 3 dei giorni analizzati, tra cui i due con più ore di luce, e in un giorno analizzato (18 novembre) presenta una fascia centrale di produzione più breve di quella dell'impianto centralizzato. Un effetto più significativo della configurazione con inverter di modulo si osserva negli andamenti giornalieri della potenza: i fronti di salita al mattino e di discesa al pomeriggio sono infatti

molto ripidi nell'impianto centralizzato e più lenti nell'impianto con inverter di modulo. Questo evidenzia il comportamento dei due impianti in presenza di ombreggiatura, con variazioni repentine della potenza prodotta se si usa un inverter centralizzato e variazioni più graduali se la potenza di ogni modulo è gestita da un singolo inverter. Inoltre, la differenza potrebbe essere influenzata dalla disposizione dei moduli, che nell'impianto centralizzato sono suddivisi in file da 3 sullo stesso pannello, mentre nell'impianto con inverter di modulo sono distribuiti su un'unica fila: pertanto, è possibile che nel primo caso i moduli vengano completamente coperti o scoperti dall'ombra dei palazzi più velocemente che nel secondo caso.

Tabella 3-8: Fascia oraria centrale della produzione dei due impianti nei giorni analizzati.

Data	Inizio	Fine	Durata	Inizio	Fine	Durata
18/10/2022	10:35	15:50	5:15	10:55	16:55	6:00
27/10/2022	10:50	15:55	5:05	11:10	16:30	5:20
05/11/2022	10:05	14:45	4:40	10:30	15:10	4:40
07/11/2022	10:10	14:45	4:35	10:30	15:05	4:35
10/11/2022	10:15	14:40	4:25	10:35	15:00	4:25
18/11/2022	10:10	14:20	4:10	10:45	14:40	3:55
01/12/2022	10:30	13:55	3:25	10:50	14:15	3:25
07/12/2022	10:35	13:45	3:10	10:55	14:10	3:15
08/12/2022	10:35	13:45	3:10	11:00	14:10	3:10
11/12/2022	10:40	13:45	3:05	11:00	14:05	3:05

### 3.6 Stima della potenza teorica e delle perdite per effetto dell'ombra

Per un ulteriore confronto tra i due impianti, si possono usare i profili giornalieri dell'irradianza per stimare l'andamento della potenza prodotta in assenza dell'effetto dell'ombra. In tal modo, è possibile calcolare una stima dell'energia giornaliera teorica e le perdite dovute all'ombra degli edifici circostanti.

In prima approssimazione, si può ipotizzare, nei tratti al di fuori delle ore centrali, una dipendenza lineare della potenza dall'irradianza. Si individuano quindi, per ogni giorno considerato, gli orari di inizio  $t_A$  e fine  $t_B$  delle ore centrali, escludendo in questo caso i fronti di salita e discesa e considerando i dati al quarto d'ora. Date le rispettive coppie di irradianza e potenza  $(G_A, P_A)$  e  $(G_B, P_B)$  misurate nei due punti estremi, si definisce a tratti l'andamento della potenza teorica:

$$\hat{P}(t) \triangleq \begin{cases} \frac{P_A}{G_A} G(t), & t < t_A \\ P(t), & t_A \leq t \leq t_B \\ \frac{P_B}{G_B} G(t), & t > t_B \end{cases} \quad (3-33)$$

La potenza teorica  $\hat{P}(t)$  viene quindi ricostruita ipotizzando:

- dall'alba al termine dell'ombra sui moduli, un rendimento globale costante pari a quello all'istante  $t_A$ : infatti, il coefficiente lineare  $\frac{P_A}{G_A}$  non è altro che il rendimento globale istantaneo  $\eta_t(t_A)$  moltiplicato per l'area dei moduli;
- nelle ore centrali, un andamento invariato rispetto alla potenza misurata;
- dall'inizio dell'ombra sui moduli al tramonto, un rendimento globale costante pari a quello all'istante  $t_B$ , secondo lo stesso ragionamento visto sopra.

I profili della potenza teorica stimata, confrontati con quelli dell'irradianza totale e della potenza misurata, sono rappresentati in Figura 3-80 e seguenti. In Tabella 3-9 sono riportati i valori giornalieri dell'energia prodotta  $E$  dai due impianti misurata dai contatori, l'energia teorica  $\hat{E}$  calcolata integrando la potenza teorica e le perdite di energia stimate. Si osserva che, nonostante l'impianto con inverter di modulo sia favorito per la migliore gestione della potenza con i moduli oscurati e per l'età, in 8 dei 10 giorni analizzati le perdite minori dovute all'ombra rispetto all'energia teorica si riscontrano nell'impianto centralizzato: come già osservato in altri confronti, è possibile che nei mesi vicini al solstizio d'inverno la produzione sia favorita dalla maggiore inclinazione e dalla maggiore altezza dei moduli di tale impianto.

Guardando poi i risultati nel complesso, si nota la tendenza generale delle perdite dovute all'ombra ad aumentare avvicinandosi al solstizio d'inverno: infatti, a causa della progressiva diminuzione dell'altezza solare, si riducono le ore in cui i moduli sono illuminati e aumenta la porzione del profilo di potenza influenzata e penalizzata dalle ombre dei palazzi. Si passa così da valori di perdite inferiori al 20% a ottobre a circa il 50% nei giorni prossimi al solstizio. Ovviamente, si tratta di valori indicativi, poiché:

- la stima delle perdite si basa su un'ipotesi molto approssimativa di linearità tra l'irradianza e la potenza;
- la fascia delle ore centrali è definita confrontando qualitativamente i profili di irradianza e potenza, e non è perfettamente individuabile il tratto in cui si hanno andamenti simili; si può comunque verificare che, allargando o restringendo l'intervallo, le perdite stimate variano di 1-2 punti percentuali ogni 15 min in più o in meno, purché non si includa parte dei fronti di salita o discesa (ossia un intervallo di tempo in cui i moduli sono parzialmente ombreggiati) nella fascia centrale (esempio per un giorno in Tabella 3-10).

In ogni caso, questa stima evidenzia, seppure in un caso estremo e con molte approssimazioni, il notevole impatto che possono avere le ombre degli edifici e degli elementi circostanti sulla producibilità di un campo fotovoltaico.

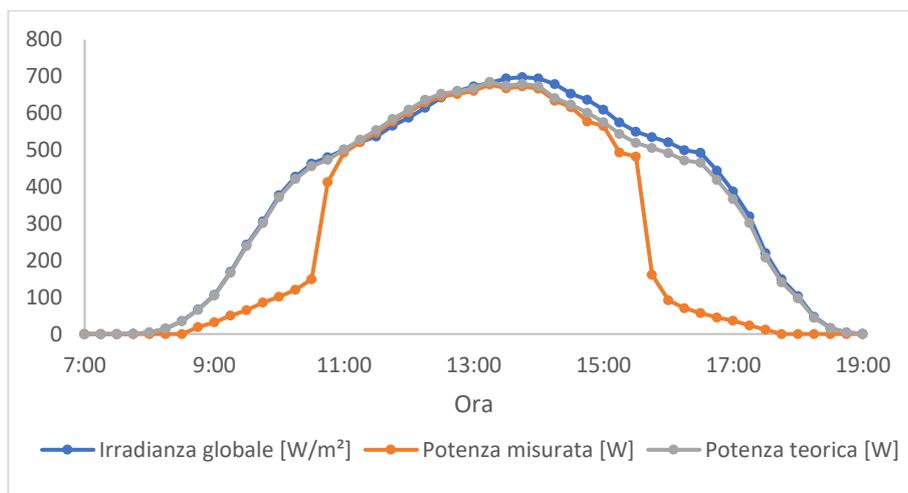


Figura 3-80: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 18/10/2022.

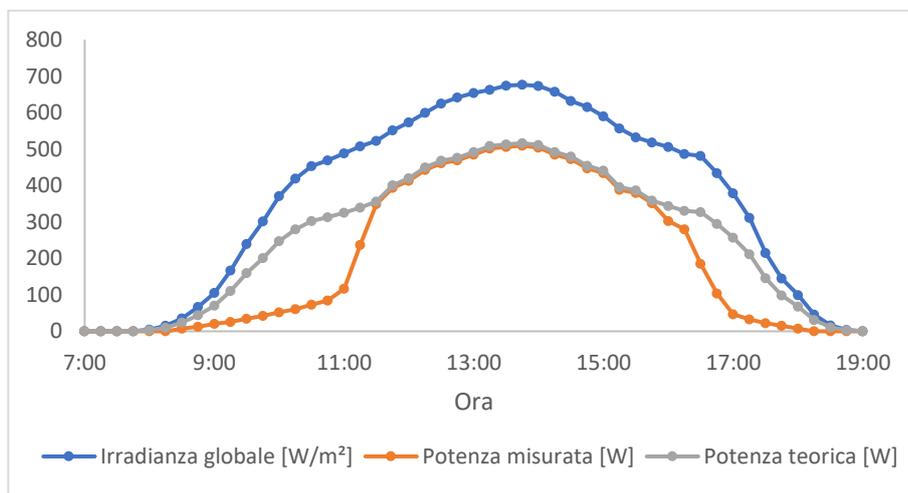


Figura 3-81: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 18/10/2022.

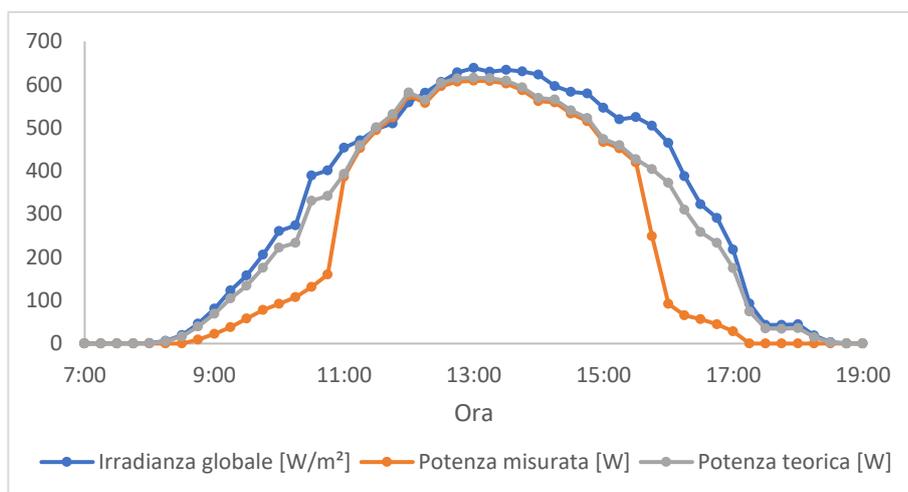


Figura 3-82: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 27/10/2022.

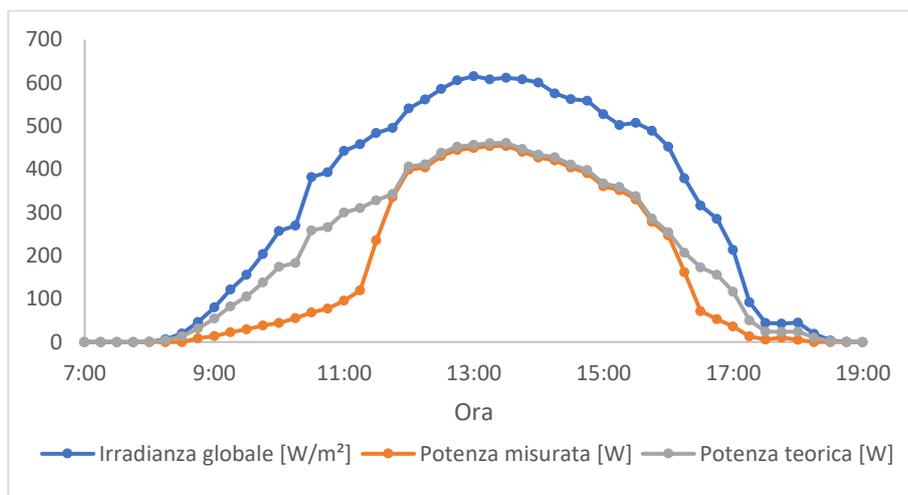


Figura 3-83: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 27/10/2022.

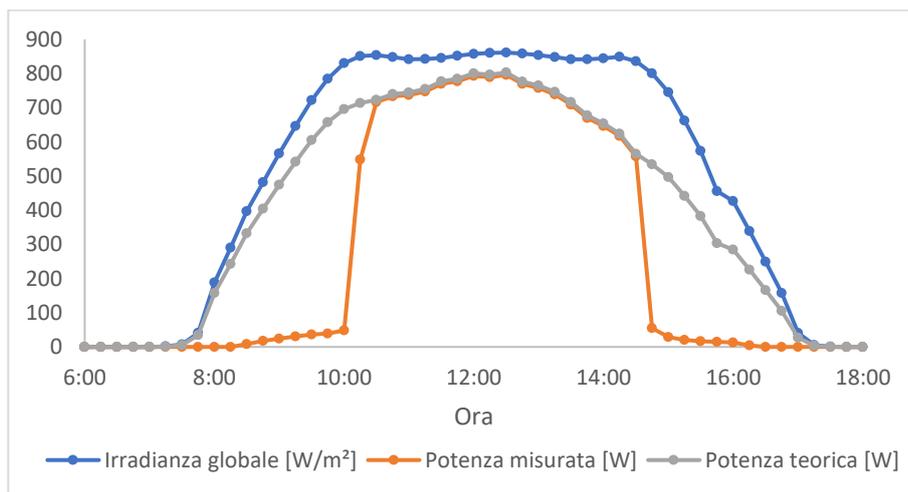


Figura 3-84: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 05/11/2022.

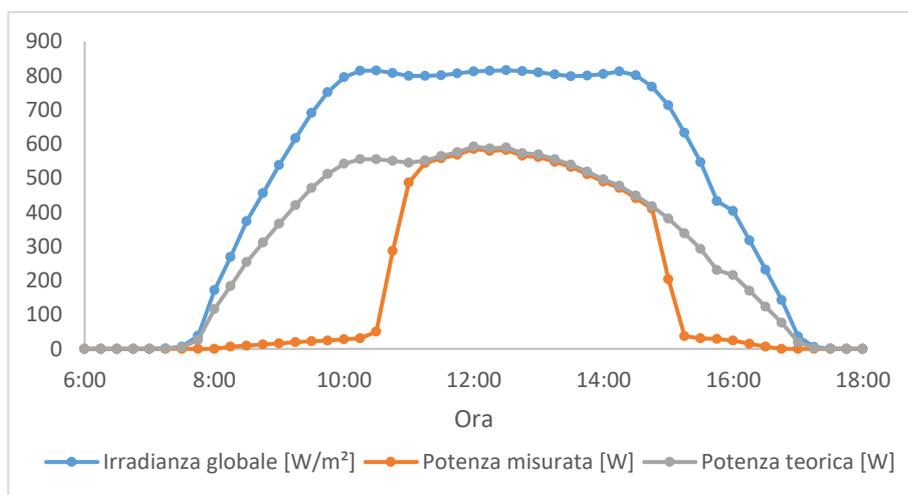


Figura 3-85: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 05/11/2022.

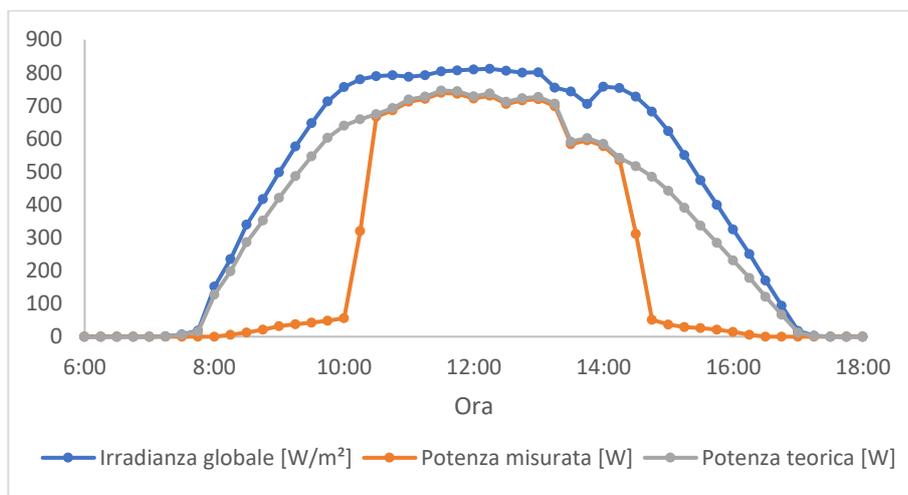


Figura 3-86: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/11/2022.

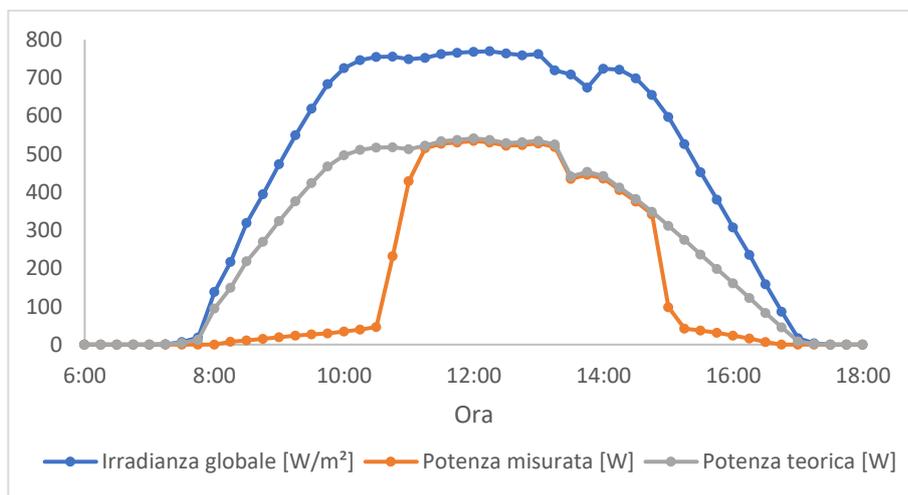


Figura 3-87: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/11/2022.

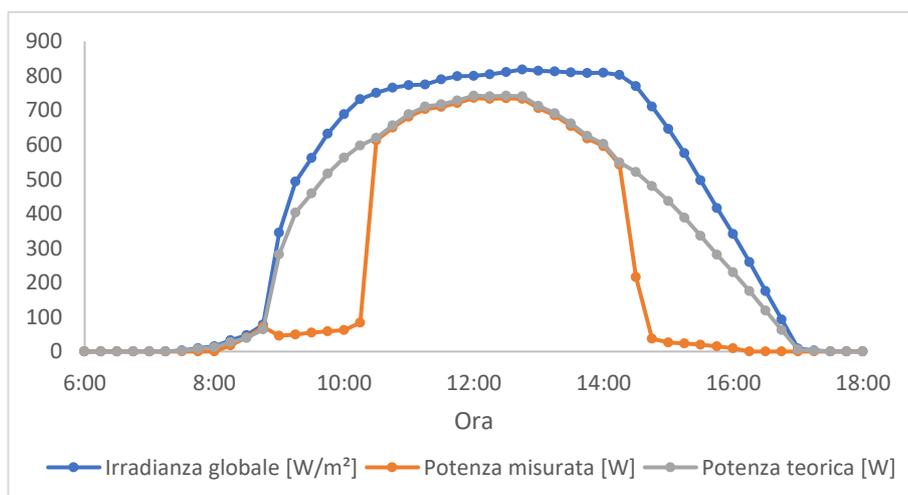


Figura 3-88: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 10/11/2022.

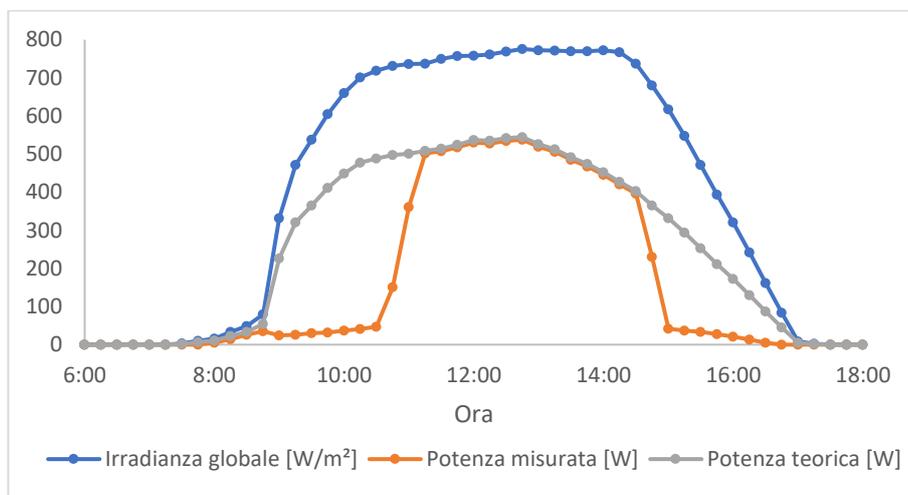


Figura 3-89: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 10/11/2022.

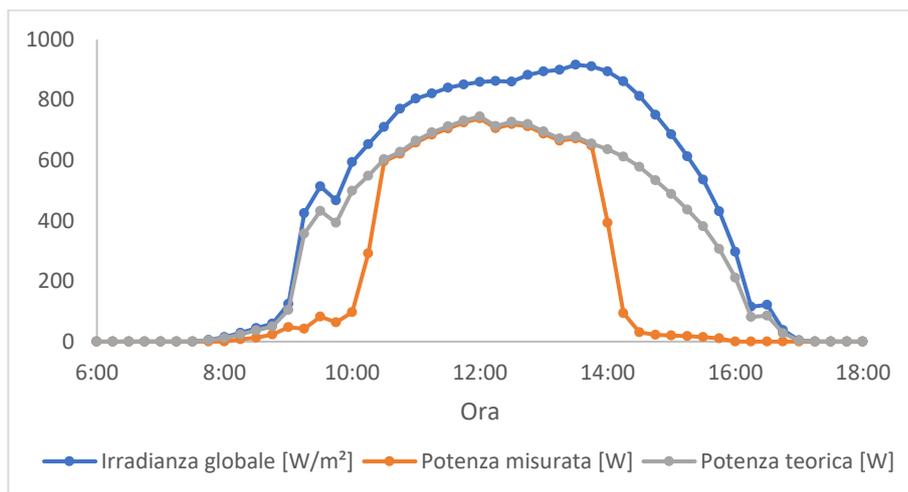


Figura 3-90: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 18/11/2022.

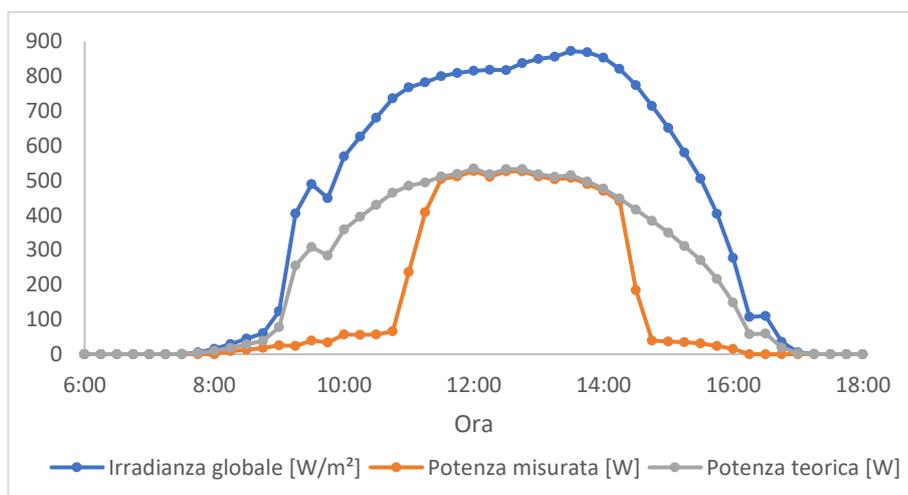


Figura 3-91: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 18/11/2022.

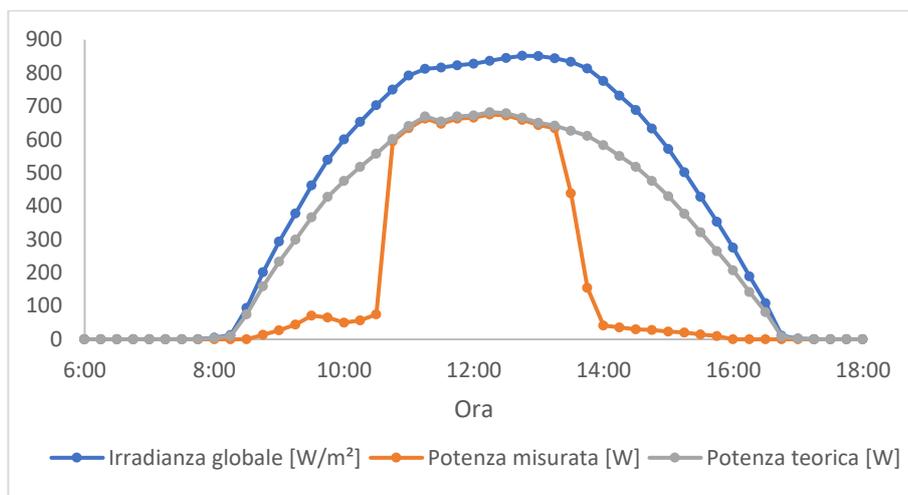


Figura 3-92: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 01/12/2022.

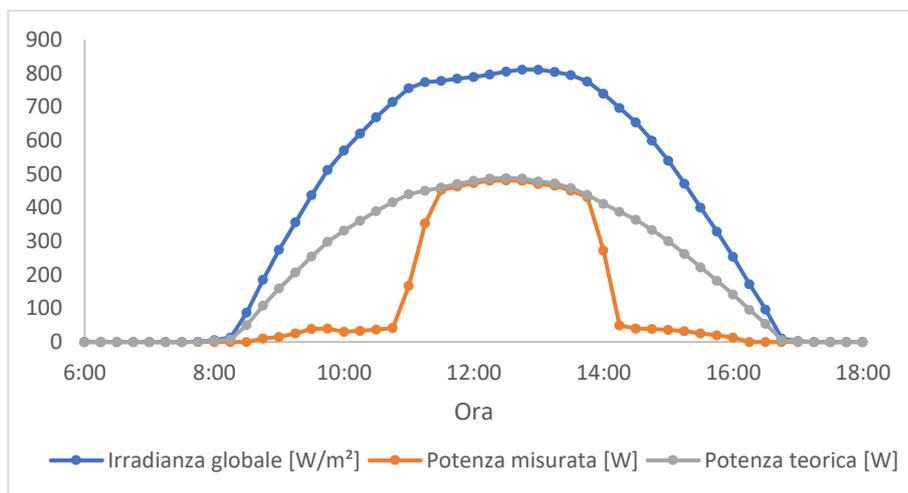


Figura 3-93: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 01/12/2022.

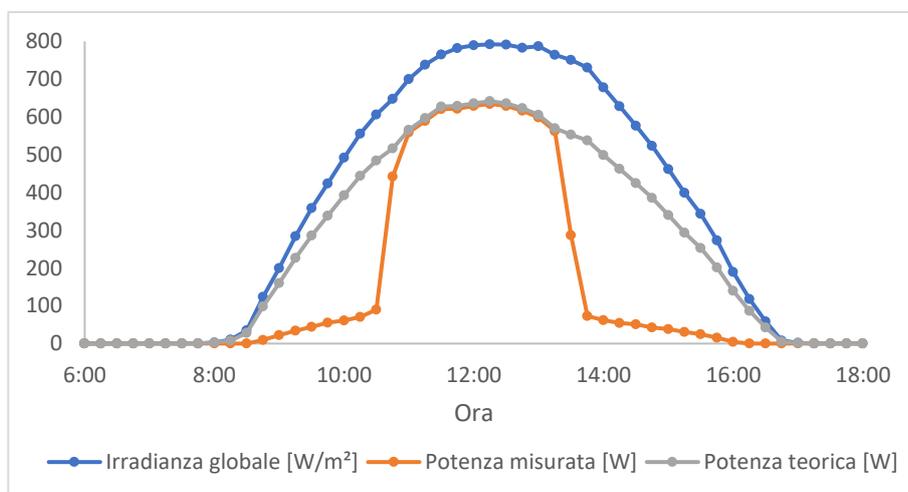


Figura 3-94: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/12/2022.

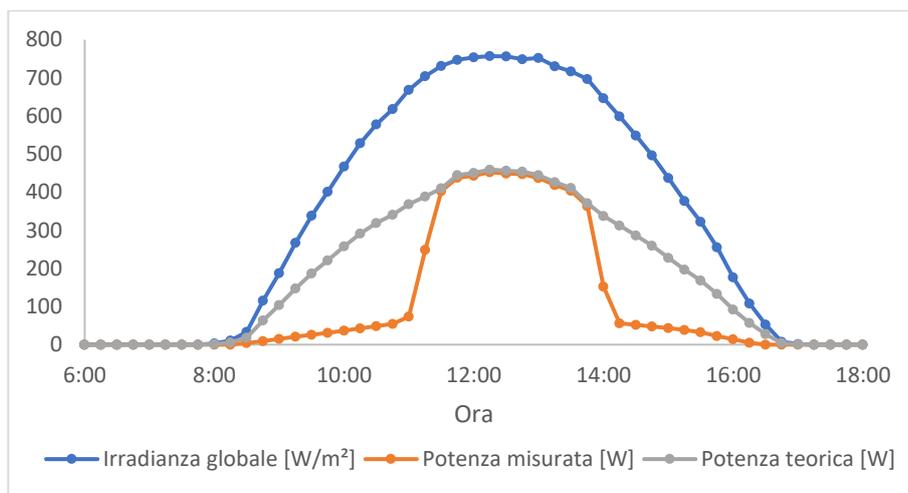


Figura 3-95: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/12/2022.

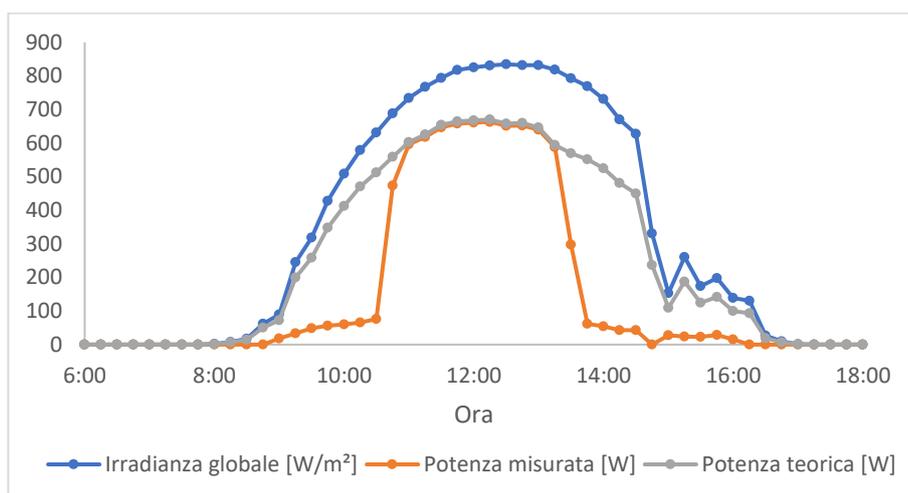


Figura 3-96: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 08/12/2022.

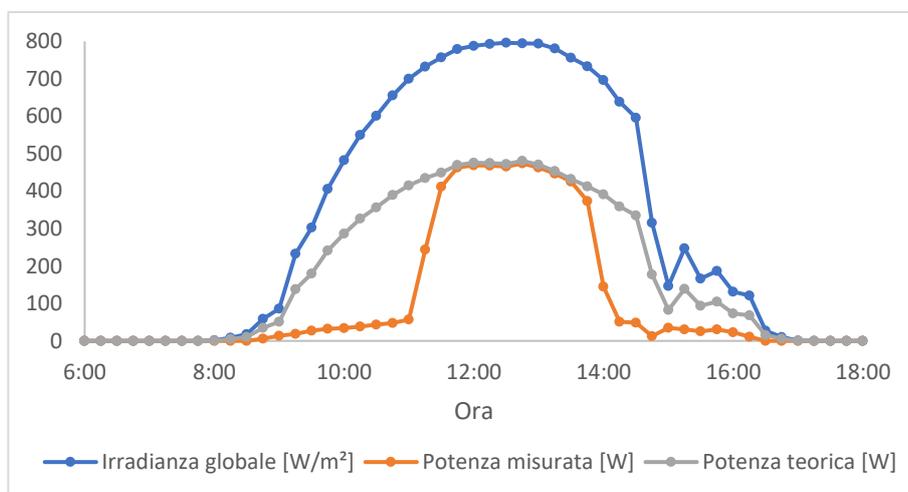


Figura 3-97: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 08/12/2022.

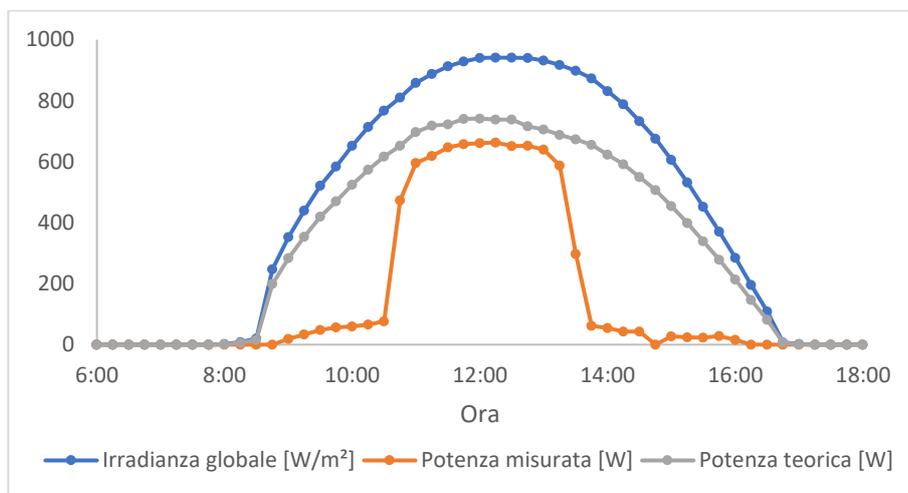


Figura 3-98: Stima della potenza teorica prodotta dall’impianto centralizzato il giorno 11/12/2022.

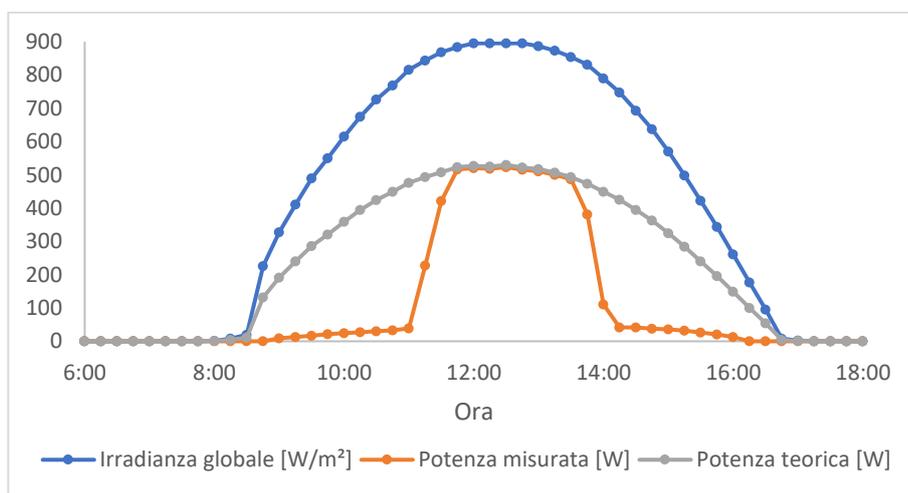


Figura 3-99: Stima della potenza teorica prodotta dall’impianto con inverter di modulo il giorno 11/12/2022.

Tabella 3-9: Confronto tra l’energia teorica e l’energia misurata prodotta dai due impianti.

Data	Impianto con inverter centralizzato					Impianto con inverter di modulo				
	$t_A$	$t_B$	$E$ [Wh]	$\hat{E}$ [Wh]	Perdite per ombre [%]	$t_A$	$t_B$	$E$ [Wh]	$\hat{E}$ [Wh]	Perdite per ombre [%]
18/10/2022	11:00	15:00	3228	4395	26,6	11:30	15:45	2437	3136	22,3
27/10/2022	11:00	15:30	2828	3431	17,6	11:45	16:00	2046	2515	18,6
05/11/2022	10:30	14:30	3288	5043	34,8	11:15	14:45	2324	3803	38,9
07/11/2022	10:30	14:15	2976	4565	34,8	11:15	14:45	2068	3377	38,8
10/11/2022	10:30	14:15	2920	4207	30,6	11:15	14:30	2030	3165	35,9
18/11/2022	10:30	13:45	2690	4096	34,3	11:30	14:15	1862	2978	37,5
01/12/2022	10:45	13:15	2132	3871	44,9	11:30	13:45	1496	2722	45,0
07/12/2022	11:00	13:15	1888	3318	43,1	11:30	13:45	1334	2269	41,2
08/12/2022	11:00	13:15	1930	3220	40,1	11:45	13:30	1359	2313	41,3
11/12/2022	11:00	13:00	2028	4195	51,7	11:45	13:30	1429	2961	51,7

### Capitolo 3

---

Tabella 3-10: Stima delle perdite per le ombre dell'impianto centralizzato al variare della fascia centrale considerata in un giorno analizzato. In grassetto è indicata la fascia oraria definita in precedenza, in corsivo le fasce che comprendono intervalli in cui i moduli sono parzialmente in ombra.

Data	$t_A$	$t_B$	Perdite per ombre [%]
Variazione dell'ora di inizio $t_A$			
18/10/2022	<i>10:30</i>	<i>15:00</i>	<i>19,6</i>
	<i>10:45</i>	15:00	25,1
	<b>11:00</b>	<b>15:00</b>	<b>26,6</b>
	<i>11:15</i>	15:00	26,7
	<i>11:30</i>	15:00	27,1
Variazione dell'ora di fine $t_B$			
18/10/2022	11:00	<i>14:30</i>	27,0
	11:00	<i>14:45</i>	26,1
	<b>11:00</b>	<b>15:00</b>	<b>26,6</b>
	11:00	<i>15:15</i>	25,1
	11:00	<i>15:30</i>	25,5
	<i>11:00</i>	<i>15:45</i>	<i>14,9</i>

## Capitolo 4

# 4 Analisi dei componenti degli impianti monitorati

### 4.1 Componenti degli impianti in esame

Con il censimento dei componenti dei due impianti si intende individuare i componenti introdotti nei primi due capitoli per analizzarne le caratteristiche e confrontarle con i criteri progettuali descritti. Inoltre, la conoscenza dei componenti in diverse configurazioni d'impianto consente di valutare l'architettura migliore in termini di complessità e costo dell'impianto.

Alla sezione 3.3.1 sono già state introdotte le principali caratteristiche dei moduli, della configurazione e del sito di installazione dei due impianti. Alcuni componenti sono installati sul tetto insieme ai moduli; altri, compresi i dispositivi di connessione alla rete e i contatori usati per il monitoraggio della produzione, sono situati nel Laboratorio Enertronica ("Sala macchine") del DENERG, al piano terra.

In questa sezione sono riportate tutte le informazioni e specifiche tecniche reperibili dall'ispezione, dai dati di targa e dai datasheet dei componenti dei due impianti. Ovviamente, trattandosi di componenti piuttosto datati, le informazioni risultano spesso incomplete: in particolare, mancano alcune specifiche tecniche dei moduli e degli inverter necessarie per verificarne il corretto dimensionamento, e non sono risultate reperibili informazioni sui cavi.

#### 4.1.1 Impianto con inverter centralizzato

Il primo impianto è alimentato da 18 moduli BP Solar, suddivisi in 2 stringhe da 9 moduli ciascuno, entrambe montate sullo stesso pannello. Il collegamento in parallelo tra le stringhe è effettuato in un apposito quadro DC, posizionato sul tetto dietro i moduli. L'inverter centralizzato e le relative protezioni d'interfaccia sono installati in un quadro della sala macchine. L'impianto è dotato inoltre di protezioni contro sovratensioni (SPD).

##### *Caratteristiche dei moduli*

In Tabella 4-1 sono riportate le specifiche tecniche dei moduli, reperibili sulla targa degli stessi (Figura 4-1) e sui datasheet.

Tabella 4-1: Specifiche tecniche dei moduli dell'impianto centralizzato.

Produttore		BP Solar
Modello		BP585
Potenza nominale $P_m$	[W]	85
Corrente nel MPP $I_m$	[A]	4,7
Tensione nel MPP $U_m$	[V]	18
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$	[A]	5
Tensione a vuoto $U_{oc}$	[V]	22,1
Coefficiente termico di $I_{sc}$	[%/°C]	0,065±0,015
Coefficiente termico di $U_{oc}$	[mV/°C]	-80±10
Coefficiente termico di $P_m$	[%/°C]	-0,5±0,05
NOCT	[°C]	47±2

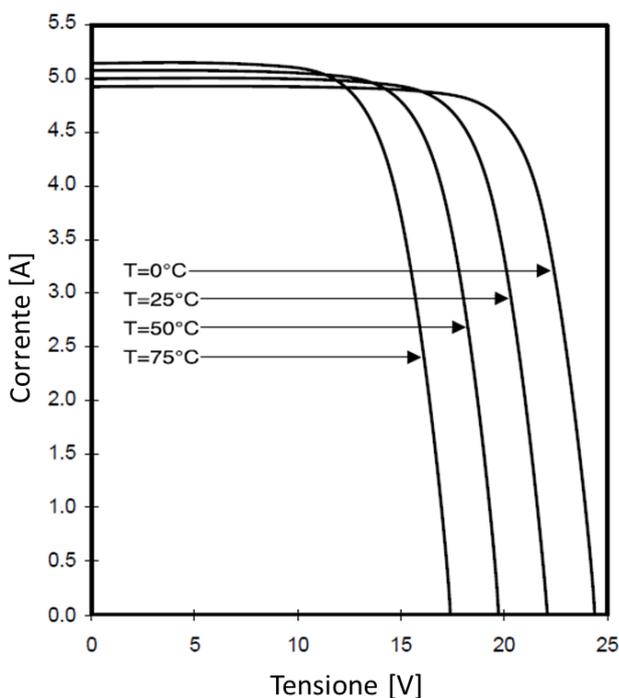
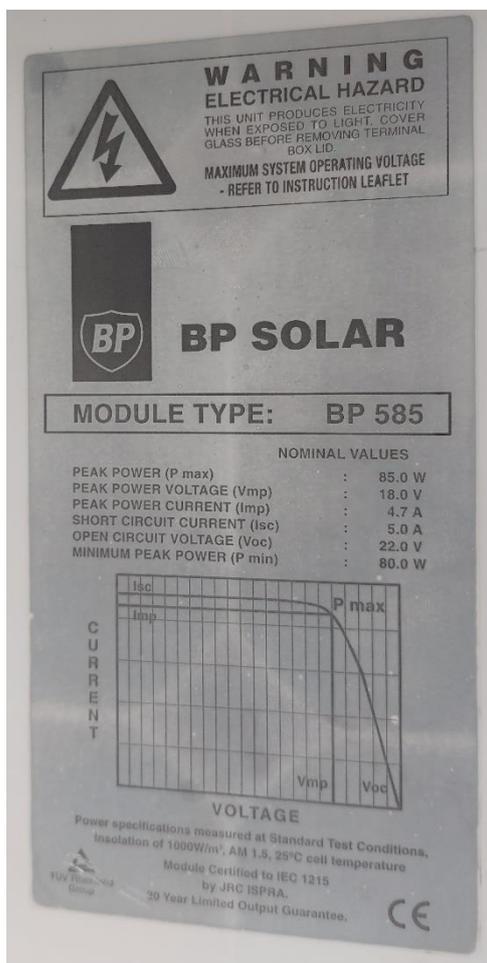


Figura 4-1: Targa e caratteristica corrente-tensione del modulo BP585.

*Caratteristiche dell'inverter*

L'inverter centralizzato (Figura 4-2) è installato in sala macchine. In Tabella 4-2: Specifiche tecniche dell'inverter centralizzato Fronius, sono riportate le specifiche tecniche reperibili dal datasheet e dalla targa dell'inverter (Figura 4-3).

Tabella 4-2: Specifiche tecniche dell'inverter centralizzato Fronius.

Produttore		Fronius
Modello		Sunrise Midi Plus
Potenza nominale	[W]	1500
Range di tensioni MPPT	[V]	120-300
Massima tensione DC	[V]	350
Tensione nominale AC	[V]	230
Corrente nominale AC	[A]	6,5
Rendimento massimo		93%

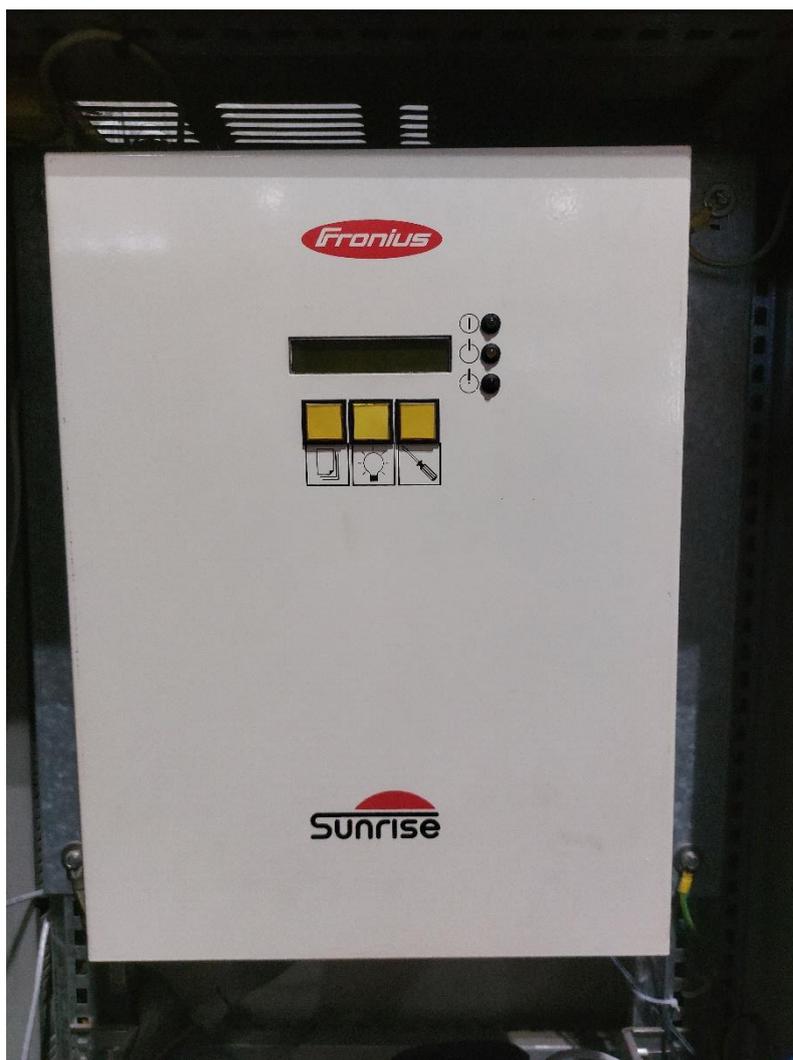


Figura 4-2: Vista frontale dell'inverter Fronius Sunrise Midi Plus.

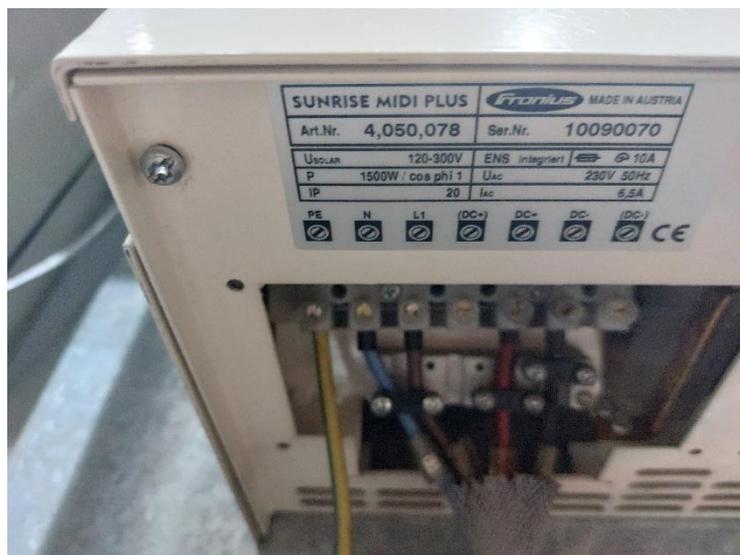


Figura 4-3: Targa e morsetteria dell'inverter Fronius Sunrise Midi Plus.

### *Quadro di campo*

Nel quadro DC installato sul retro dei moduli viene realizzato il collegamento in parallelo tra le due stringhe. Il quadro include gli interruttori di sezionamento e protezione delle stringhe a monte e a valle del parallelo, i diodi di blocco delle stringhe (montati su un elemento dissipatore) e gli SPD a protezione del generatore FV e dell'interfaccia DC dell'inverter (Figura 4-4 e Figura 4-5).

Gli interruttori sono di tipo magnetotermico a 2 poli prodotti da Merlin-Gerin (oggi parte di Schneider Electric), della serie Multi9, modello C32H-DC. I due interruttori a monte del parallelo stringhe ("Stringa 1" e "Stringa 2") hanno corrente nominale  $I_n = 10$  A, l'interruttore a valle del parallelo ("Uscita")  $I_n = 16$  A; sono tutti dotati di curva di intervento di tipo C e potere di interruzione  $I_{cu} = 10$  kA.

Sono presenti 4 SPD, di cui:

- 2 a monte del parallelo, sul polo positivo di ciascuna stringa, a protezione del generatore FV;
- 2 a valle del parallelo, su entrambi i poli, a protezione dell'interfaccia DC dell'inverter.

Tutti gli SPD sono di tipo II, modello DEHNguard 275 della DEHN, con tensione massima continuativa  $U_c = 275$  V, corrente nominale di scarica  $I_n = 15$  kA per la protezione del generatore FV,  $I_n = 20$  kA per la protezione dell'inverter, corrente massima  $I_{max} = 40$  kA e livello di protezione  $U_p = 1,5$  kV.



Figura 4-4: Quadro di parallelo stringhe dell'impianto centralizzato. Sono visibili gli SPD e gli interruttori magnetotermici.

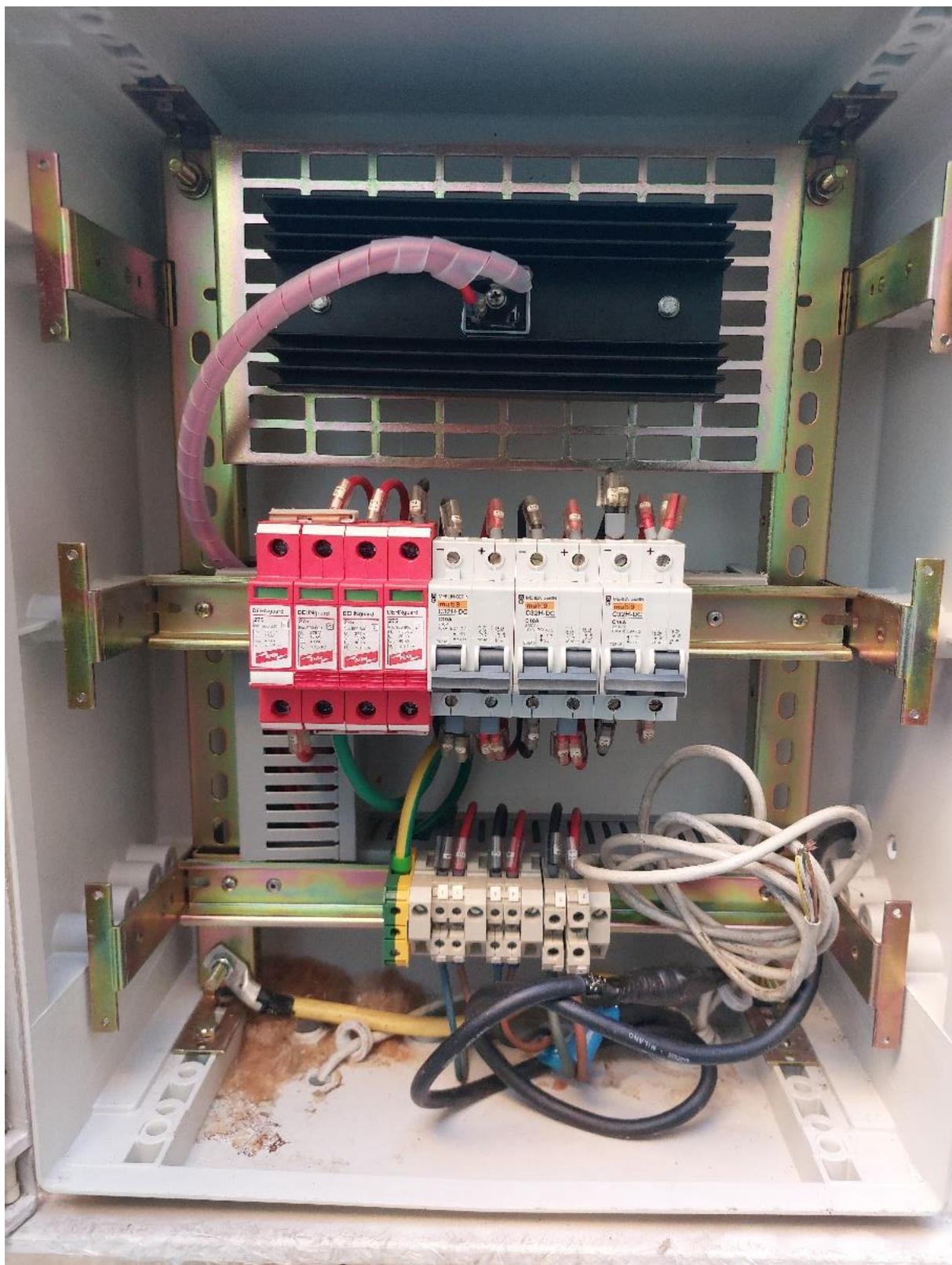


Figura 4-5: Interno del quadro di parallelo stringhe dell'impianto centralizzato. Oltre agli SPD, agli interruttori e alle relative connessioni, è visibile il dissipatore con i diodi di blocco.

*Quadro inverter*

Nel quadro inverter dell'impianto sono montati i dispositivi di protezione sia a monte sia a valle dell'inverter, il contatore per il monitoraggio della produzione e la protezione dell'interfaccia con la rete (Figura 4-6).

A protezione del lato DC dell'inverter è presente un interruttore magnetotermico Merlin Gerin Multi 9 C32H-DC da 16 A, identico a quello a valle del quadro di parallelo stringhe, con lo scopo di consentire il sezionamento dell'inverter a monte senza agire sulle stringhe. Sul lato AC dell'inverter è installato un interruttore magnetotermico differenziale Gewiss GW94007 da 16 A, con corrente differenziale nominale  $I_{\Delta n} = 0,03$  A, curva di intervento C e potere di interruzione  $I_{cu} = 4500$  A.

Gli SPD, collegati a fase e neutro, proteggono l'interfaccia AC dell'inverter da sovratensioni. Sono di tipo II, modello FEHNguard 275, come quelli installati a protezione dell'interfaccia DC dell'inverter nel quadro di parallelo stringhe.

Il contatore è necessario per il monitoraggio con 123Solar, in quanto l'inverter non è dotato di un'uscita seriale compatibile.

Infine, la protezione dell'interfaccia con la rete è realizzata con un interruttore della serie Merlin Gerin Multi 9, modello C60L da 16 A, con potere di interruzione  $I_{cu} = 25$  kA.

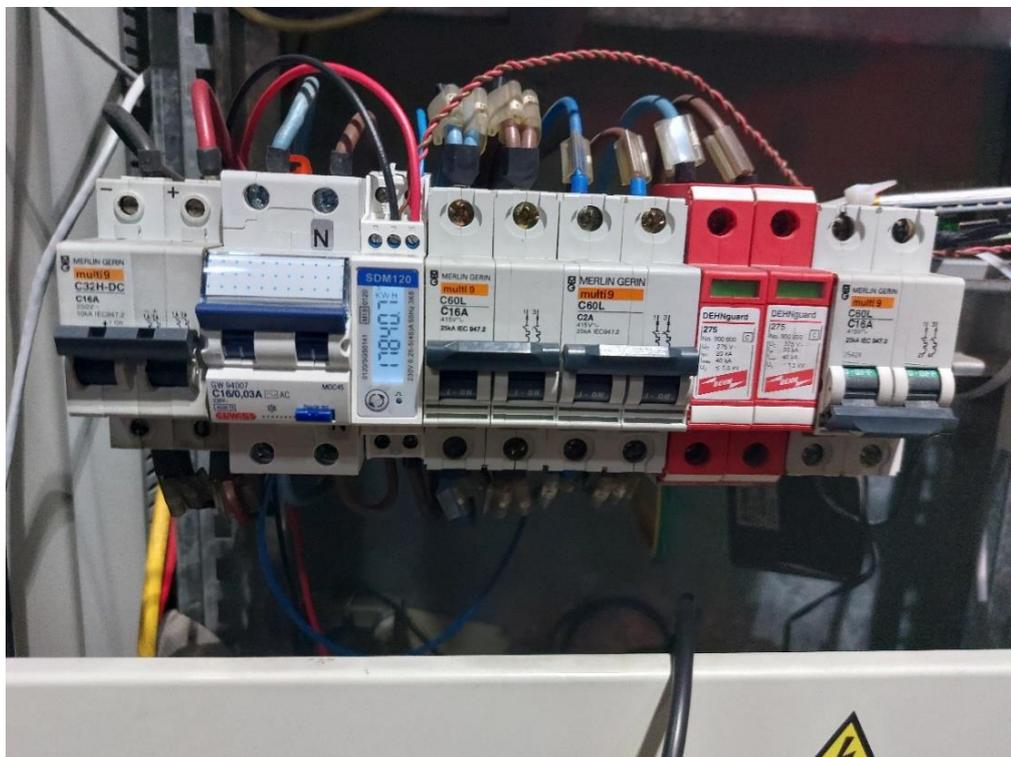


Figura 4-6: Componenti del quadro inverter. Da sinistra: interruttore magnetotermico a protezione e sezionamento del lato DC dell'inverter, magnetotermico differenziale a protezione e sezionamento del lato AC dell'inverter, contatore Modbus, magnetotermico a protezione dell'interfaccia con la rete, interruttore degli ausiliari, SPD a protezione dell'inverter, interruttore inutilizzato.

## 4.1.2 Impianto con inverter di modulo

Il secondo impianto utilizza 10 moduli Isofotón I-110/24, ciascuno collegato a un inverter di modulo montato sul retro. Le uscite degli inverter sono connesse in parallelo in un gruppo di 6 inverter e uno dei restanti 4. I cavi dei due gruppi di parallelo raggiungono quindi il quadro in sala macchine, che collega i due gruppi in parallelo e interfaccia l'impianto con la rete.

### *Caratteristiche dei moduli*

In Tabella 4-3 sono riportate le specifiche tecniche dei moduli, reperibili sulla targa degli stessi (Figura 4-7) e sul datasheet.

Tabella 4-3: Specifiche tecniche dei moduli dell'impianto con inverter di modulo.

Produttore		Isofotón
Modello		I-110/24
Potenza nominale $P_m$	[W]	110
Corrente nel MPP $I_m$	[A]	3,16
Tensione nel MPP $U_m$	[V]	34,8
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$	[A]	3,38
Tensione a vuoto $U_{oc}$	[V]	43,2
NOCT	[°C]	47

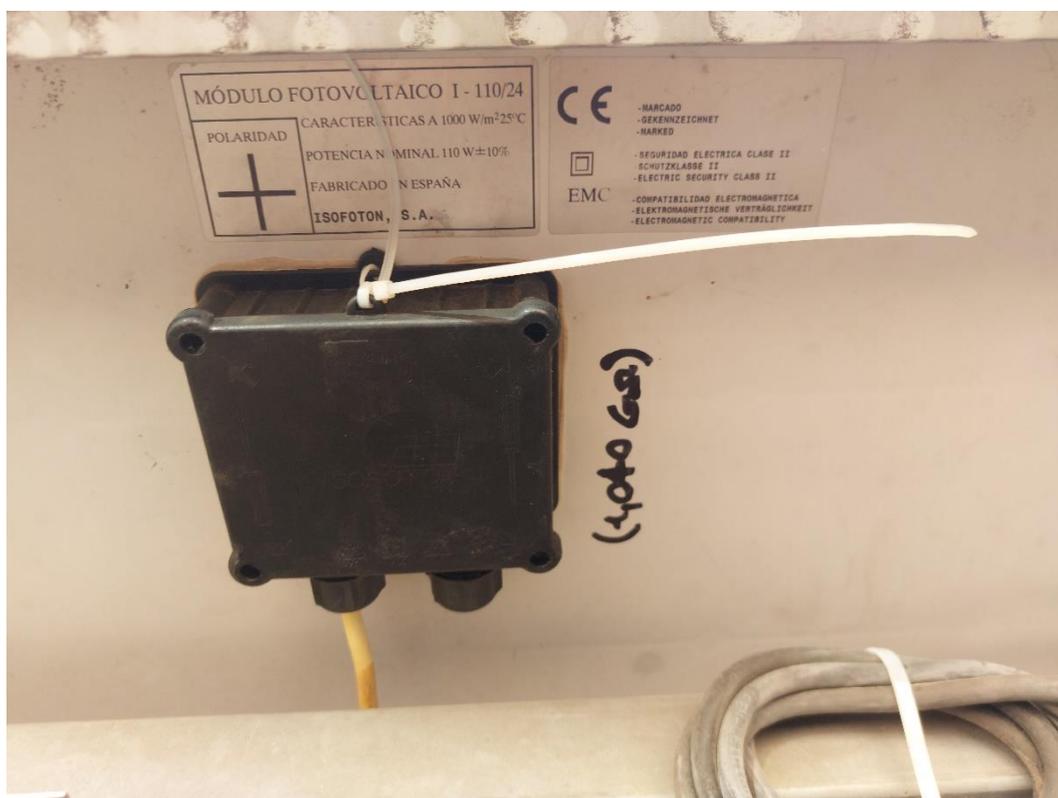


Figura 4-7: Scatola di giunzione e targa sul retro di un modulo Isofotón I-110/24.

### *Caratteristiche degli inverter*

Gli inverter di modulo (Figura 4-8) sono montati sul retro dei moduli. In Tabella 4-4 sono riportate le specifiche tecniche reperibili dal datasheet e dalla targa dell'inverter. Dal datasheet risulta che il cavo di uscita di ciascun inverter contiene, oltre ai conduttori in corrente alternata, anche una coppia di conduttori per la trasmissione dei dati del monitoraggio con protocollo RS 485.

Tabella 4-4: Specifiche tecniche degli inverter di modulo.

Produttore	OKE-Services
Modello	OKE4-100
Potenza nominale [W]	100
Range di tensioni MPPT [V]	24-50
Tensione nominale AC [V]	190-270
Corrente nominale AC [A]	0,435
Rendimento massimo [%]	94



Figura 4-8: Inverter di modulo OK4E-100 con connessioni lato DC (sinistra, cavo giallo) e lato AC (destra, connettore e cavo grigio).

### *Quadro di parallelo inverter*

Nell'unico quadro dell'impianto con inverter di modulo viene realizzata la connessione in parallelo tra i due gruppi di inverter, costituiti rispettivamente da 6 e 4 inverter collegati a loro volta in parallelo in prossimità dei moduli (Figura 4-9). Il quadro comprende i dispositivi di protezione e il contatore per il monitoraggio della produzione (Figura 4-10).



Figura 4-9: Scatola di collegamento in parallelo del gruppo di 6 inverter.

Ciascun gruppo di inverter è protetto da un interruttore magnetotermico a 2 poli Hager MC216A, con corrente nominale  $I_n = 16$  A, curva di intervento C e potere di interruzione  $I_{cu} = 6$  kA. Non sono presenti protezioni contro sovratensioni.

I collegamenti a valle degli interruttori sono visibili in Figura 4-11: i due gruppi di inverter sono connessi in parallelo all'uscita degli interruttori, quindi il parallelo è collegato al contatore, alla rete (cavi nel tubo uscente in basso a destra) e a una presa industriale aggiuntiva (cavo uscente a sinistra del tubo). Sono presenti inoltre due coppie di cavi dati (con guaina arancione e viola) provenienti dagli inverter: nonostante siano compatibili con 123Solar, essi non sono utilizzati per il monitoraggio della produzione.



Figura 4-10: Quadro dell'impianto con inverter di modulo. In alto gli interruttori dei gruppi di inverter, in basso il contatore Modbus e un contatore analogico dismesso.

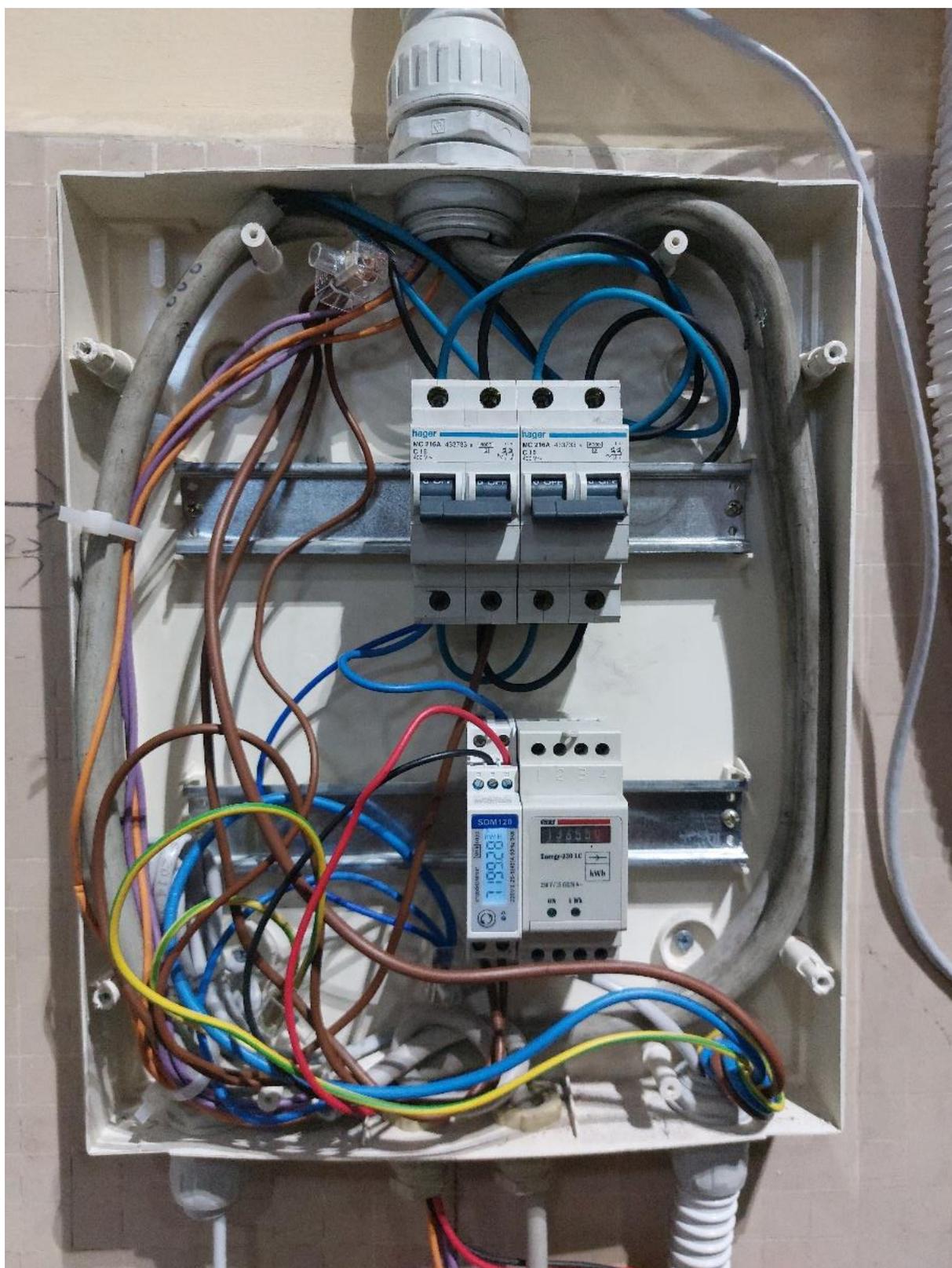


Figura 4-11: Interno del quadro dell'impianto con inverter di modulo. Sono visibili i cavi dei due gruppi di inverter, il collegamento in parallelo all'uscita degli interruttori e i cavi dati degli inverter.

## 4.2 Analisi della scelta dei componenti e verifica del dimensionamento

### 4.2.1 Analisi dei componenti dell'impianto con inverter centralizzato

#### *Scelta dei componenti lato DC*

I dispositivi di sezionamento e protezione dell'impianto risultano in gran parte ridondanti.

Gli interruttori magnetotermici delle stringhe, benché svolgano, come richiesto, la funzione di sezionamento sotto carico, forniscono anche una protezione delle stringhe da sovracorrenti. Tale funzione non è necessaria, in quanto:

- La protezione delle stringhe da correnti inverse è indicata quando il campo è formato da almeno 3 stringhe in parallelo; in questo caso, essendoci solo 2 stringhe in parallelo, le correnti inverse non assumono valori pericolosi per i moduli.
- I moduli, i cavi di stringa e il quadro di campo sono in doppio isolamento, e comunque un'eventuale corrente di doppio guasto a terra sarebbe dell'ordine della corrente di cortocircuito di stringa, e quindi non pericolosa per i cavi di stringa.

Per lo stesso motivo, anche i diodi di blocco in serie alle stringhe costituiscono una protezione non necessaria, e introducono perdite di potenza anche in assenza di ombreggiamento.

Sono inoltre ridondanti i dispositivi di sezionamento dell'interfaccia DC dell'inverter: è stato infatti installato un interruttore sia nel quadro di campo sia in prossimità dell'inverter, nonostante sia sufficiente un dispositivo in una sola delle due posizioni (cfr. Sezione 1.5.1). Questa scelta, ovviamente, gioca a favore della sicurezza, poiché consente il sezionamento del cavo che collega il quadro di campo all'inverter a entrambe le estremità e la separazione dell'inverter dal generatore FV senza dover accedere al quadro di campo. In effetti, l'esigenza di un sezionamento in prossimità dell'inverter è probabilmente dettata dal fatto che il tetto con i moduli è raggiungibile dai locali di un altro dipartimento, non sempre accessibili al personale del DENERG. La presenza dell'interruttore nel quadro di campo può dipendere invece dall'ubicazione precedente del generatore (sul tetto del laboratorio di fisica tecnica). Per entrambi i dispositivi, la scelta di usare interruttori magnetotermici è anche in questo caso superflua, poiché le correnti di cortocircuito alimentate dal generatore FV sono dell'ordine della corrente di normale funzionamento.

Infine, sono ridondanti gli SPD nel quadro di campo: sarebbero infatti sufficienti quelli a valle del parallelo, mentre le protezioni delle singole stringhe in prossimità delle stesse sarebbero ragionevoli se il generatore fosse molto distante dal quadro di campo. Non sono però presenti gli SPD in prossimità dell'interfaccia DC dell'inverter, diversamente da quanto visto nelle Sezioni 2.5.2 e 2.5.3, dove si parla quasi esclusivamente di SPD richiesti a entrambe le estremità del cavo.

*Scelta dei componenti lato AC*

L'interruttore magnetotermico differenziale all'uscita dell'inverter è adeguato per il sezionamento dell'interfaccia AC del convertitore e per la protezione delle masse a monte del parallelo con la rete. È corretta la scelta di un interruttore di tipo AC, poiché l'inverter è dotato di trasformatore e non può quindi iniettare correnti continue in rete. Inoltre, è corretta l'installazione di un SPD all'interfaccia AC dell'inverter.

#### 4.2.2 Verifica del dimensionamento dell'impianto con inverter centralizzato

*Inverter*

In base ai dati di targa reperiti, è possibile verificare il corretto abbinamento tra i moduli e l'inverter in base alla potenza nominale al livello di tensione.

La potenza nominale del campo fotovoltaico (1530 W) e la potenza nominale in uscita dall'inverter (1500 W) sono molto simili, con un rapporto 1,02:1. L'inverter è quindi lievemente sottodimensionato.

Per calcolare la minima e massima tensione nel MPP, si usa una formula diversa dalla (2-3), poiché il coefficiente termico è fornito in V/°C:

$$U_{m,min} = U_m(75^\circ\text{C}) = N_s[U_m(STC) + \beta_{U_{oc}}(75 - 25)] = 9 \cdot [18 - 0,08 \cdot 50] = 126 \text{ V}$$

$$U_{m,max} = U_m(-10^\circ\text{C}) = N_s[U_m(STC) + \beta_{U_{oc}}(-10 - 25)] = 9 \cdot [18 - 0,08 \cdot (-35)] = 187,2 \text{ V}$$

Le tensioni rientrano quindi nel range di funzionamento del MPPT dell'inverter (120-300 V).

In modo simile, si calcola la massima tensione a vuoto:

$$\begin{aligned} U_{oc,max} = U_{oc}(-10^\circ\text{C}) &= N_s[U_{oc}(STC) + \beta_{U_{oc}}(-10 - 25)] = 9 \cdot [22,1 - 0,08 \cdot (-35)] \\ &= 224,1 \text{ V} \end{aligned}$$

La tensione è inferiore alla massima tensione di input dell'inverter (350 V).

*Interruttori lato DC*

Anche se, come si è visto, gli interruttori magnetotermici lato DC sono ridondanti, si procede comunque a verificarne il dimensionamento.

Gli interruttori delle stringhe hanno corrente nominale  $I_n = 10 \text{ A}$ , che soddisfa la (2-18) in quanto esattamente uguale a  $2I_{sc}(STC) = 2 \cdot 5 = 10 \text{ A}$ . Si può applicare lo stesso criterio agli interruttori del cavo dal quadro di campo all'inverter, che hanno  $I_n = 16 \text{ A}$ . Anche in questo caso il dimensionamento è verificato, poiché  $I_n$  è compresa tra  $1,25N_pI_{sc}(STC) = 1,25 \cdot 2 \cdot 5 = 12,5 \text{ A}$  e  $2N_pI_{sc}(STC) = 2 \cdot 2 \cdot 5 = 20 \text{ A}$ , dove  $N_p = 2$  è il numero di stringhe in parallelo. Tutti questi

interruttori hanno una tensione nominale di impiego  $U_e = 250$  V, che è, come richiesto dalla (2-19), superiore alla massima tensione della stringa,  $1,2N_s U_{oc}(STC) = 1,2 \cdot 9 \cdot 22,1 = 238,7$  V, dove  $N_s = 9$  è il numero di moduli in serie per stringa. Le correnti di cortocircuito, come già discusso, sono uguali alle correnti di impiego dei cavi, e il potere di interruzione  $I_{cu} = 10$  kA le supera di ben tre ordini di grandezza.

#### *Interruttori lato AC*

L'interruttore magnetotermico differenziale Gewiss all'uscita dell'inverter ha una corrente nominale  $I_n = 16$  A, decisamente superiore alla corrente d'impiego, assunta pari alla corrente nominale di output dell'inverter,  $I_b = 6,5$  A. Lo stesso vale per l'interruttore magnetotermico Merlin-Gerin a valle del contatore. La soglia differenziale  $I_{\Delta} = 30$  mA è la tipica soglia "ad alta sensibilità" a favore della protezione delle persone, ed è ragionevole considerando il facile accesso alle parti attive nel quadro.

Non essendo note le dimensioni dei cavi, è possibile verificare solo la prima disuguaglianza del criterio (2-25). Tuttavia, mantenendo l'ipotesi ragionevole che i conduttori abbiano tutti sezione minima  $2,5$  mm<sup>2</sup>, la portata ha un margine molto ampio rispetto alle correnti in gioco. Non è però possibile verificare la compatibilità tra il potere di interruzione e le massime correnti di cortocircuito.

#### *Scaricatori di sovratensione*

Per la verifica degli SPD, poiché si tratta solo di dispositivi di tipo II, si considerano i criteri progettuali per impianti senza LPS (cfr. Sezione 2.5.2).

In primo luogo, si individuano i livelli di tenuta  $U_w$  dei dispositivi protetti (moduli e interfaccia AC dell'inverter) secondo la Tabella 2-3. La tensione a vuoto di stringa in STC vale:

$$U_{oc,st}(STC) = N_s U_{oc}(STC) = 9 \cdot 22,1 = 198,9 \text{ V}$$

Il valore rientra nella prima colonna, e si assume quindi un livello di tenuta di  $2,5$  kV per i moduli. Per l'interfaccia AC dell'inverter, la tabella indica un livello di tenuta minimo di  $4$  kV indipendentemente dalla tensione del generatore FV.

Si verifica quindi che i livelli di protezione  $U_p$  degli SPD siano adeguati alle apparecchiature. Per gli SPD a protezione dei moduli si può usare la (2-30), supponendo una lunghezza approssimativa dei cablaggi degli SPD  $\Delta l = 30$  cm e quindi una caduta di tensione  $\Delta U = 0,3$  kV:

$$U_p \leq 0,8U_w - \Delta U = 0,8 \cdot 2,5 - 0,3 = 1,7 \text{ kV}$$

Il livello di protezione scelto ( $1,5$  kV per tutti i 4 SPD) è quindi compatibile. Per la protezione dell'interfaccia AC dell'inverter, le norme indicano un livello di protezione non superiore alla sua tensione di tenuta. Gli SPD scelti, che hanno anch'essi un livello di protezione  $U_p = 1,5$  kV, sono quindi scelti con un ampio margine rispetto alla  $U_w$  dell'inverter.

Per verificare che gli SPD abbiano una massima tensione continuativa  $U_c$  sufficiente, si calcola come riferimento per i moduli la tensione:

$$1,2U_{oc,st}(STC) = 1,2 \cdot 198,9 = 238,7 \text{ V}$$

E per l'interfaccia AC dell'inverter:

$$1,1U_0 = 1,1 \cdot 230 = 253 \text{ V}$$

Entrambi i valori sono inferiori alla  $U_c$ , scelta a 275 V per tutti gli SPD.

Infine, si verifica che la corrente nominale di scarica  $I_n$  degli SPD sia uguale o superiore a quella prevista dalle norme. Per gli scaricatori del quadro di campo è prevista una  $I_n$  minima di 5 kA, quindi sia gli SPD delle singole stringhe sia quelli del campo hanno una corrente di scarica adeguata, rispettivamente 15 kA e 20 kA. Per l'interfaccia AC dell'inverter non è specificata la  $I_n$  minima, ma il valore scelto di 20 kA è superiore alla  $I_{imp}$  e alla  $I_n$  richieste per lo scaricatore di tipo I a protezione della linea BT in ingresso.

### 4.2.3 Analisi dei componenti dell'impianto con inverter di modulo

Nel secondo impianto è evidente il risparmio di componenti lato continua, a scapito naturalmente del maggior numero di inverter.

Sul lato alternata, la scelta di collegare gli inverter al quadro di parallelo con due cavi, ciascuno proveniente da un gruppo di inverter in parallelo e sezionabile, si colloca come caso intermedio tra due soluzioni:

- Un solo cavo a cui sono collegati tutti gli inverter in parallelo, con possibilità di sezionare solo l'intero impianto;
- Un cavo per ogni inverter, con la possibilità di sezionare ogni singolo modulo.

Questa scelta intermedia si può quindi ritenere una soluzione di compromesso tra le esigenze di ridurre i cablaggi e gli interruttori e di poter effettuare lavori su una porzione dell'impianto senza arrestare totalmente la produzione.

Gli interruttori magnetotermici nel quadro di parallelo inverter permettono di sezionare separatamente i due gruppi di inverter. La protezione da sovracorrenti non è teoricamente necessaria, poiché gli inverter hanno una corrente in uscita limitata e la protezione del cavo da guasti alimentati dalla rete è realizzata tramite un dispositivo vicino al punto di parallelo con la rete. Tuttavia, può essere utile una protezione addizionale dei cavi che collegano gli inverter al quadro, poiché sono collocati a distanze notevoli tra loro. L'assenza della protezione differenziale è invece giustificata dal fatto che non sono presenti masse a monte, in quanto i moduli e gli inverter sono in doppio isolamento.

A differenza dell'altro impianto, come già osservato, non sono presenti SPD. Sul lato DC è facilmente intuibile che la protezione dei moduli e degli inverter da sovratensioni indotte non è necessaria, poiché i cavi di collegamento tra di essi sono molto corti, né economicamente conveniente, in quanto bisognerebbe installare un dispositivo per ogni modulo: è quindi probabile che, da una valutazione del danno economico, il costo delle misure di protezione risulti superiore al costo delle perdite. Con un ragionamento simile si potrebbe giustificare anche l'assenza di SPD sul lato alternata, anche se, per evitare di installare un SPD per inverter, sarebbe stato sufficiente installarne uno per ogni gruppo di inverter in parallelo o uno solo nel quadro AC: probabilmente, anche in questo caso si è ritenuta poco conveniente economicamente l'installazione di scaricatori.

#### 4.2.4 Verifica del dimensionamento dell'impianto con inverter di modulo

##### *Inverter*

La potenza nominale dei moduli (110 W) e la potenza nominale in uscita dall'inverter (100 W) sono in rapporto 1,1:1. I micro-inverter sono quindi sottodimensionati entro un range accettabile.

Non essendo disponibili i coefficienti termici dei moduli, non è possibile verificare completamente il dimensionamento in tensione degli inverter. Tuttavia, la tensione  $U_m$  del punto di massima potenza in STC (34,8 V) rientra nel range di tensioni in ingresso degli inverter (24-50 V).

##### *Interruttori*

Per verificare la prima disuguaglianza del criterio (2-25), è sufficiente usare la corrente d'impiego  $I_b$  del cavo cui afferiscono 6 inverter:

$$I_b = 6I_{n,AC} = 6 \frac{P_{n,AC}}{U_{n,AC}} = 6 \frac{100}{230} = 2,61 \text{ A}$$

Il valore è decisamente inferiore alla  $I_n$  degli interruttori (16 A), e ancora inferiore sarà la corrente d'impiego del cavo cui afferiscono gli altri 4 inverter.

Come già visto per l'altro impianto, se si suppongono cavi con sezione minima 2,5 mm<sup>2</sup>, la portata minima  $I_z$  è molto alta rispetto alla  $I_n$  scelta, ed è quindi verificata la seconda disuguaglianza.

## Capitolo 5

# 5 Studio di fattibilità per ottimizzare l'autosufficienza energetica del Politecnico

Come secondo caso studio, più relativo agli aspetti progettuali degli impianti fotovoltaici, si propone un'analisi dei consumi elettrici del Politecnico di Torino, finalizzata a dimensionare uno o più impianti FV e sistemi di accumulo elettrochimico tali da massimizzare l'autoconsumo da fonti rinnovabili e l'autosufficienza energetica dell'Ateneo.

Per determinare la potenza dei generatori fotovoltaici e la capacità dei sistemi di accumulo da installare, si possono utilizzare modelli semplificati della generazione e del carico, inserendo come input i profili di carico del campus e i dati dell'irradianza e della temperatura del sito e scegliendo i dati dell'ultimo anno solare disponibile (2022) su base oraria. Successivamente, tramite il calcolo del VAN, si determina il ritorno dell'investimento richiesto per l'impianto, per valutare la convenienza economica della soluzione scelta.

### 5.1 Modelli energetici ed economici

#### 5.1.1 Modello della generazione

La potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico da installare può essere stimata attraverso i modelli semplificati dei moduli e dell'inverter introdotti al Capitolo 1.

##### *Modello dei moduli fotovoltaici*

La prima parte del modello rappresenta la conversione fotovoltaica dell'energia nei moduli. Il valore della potenza elettrica generata lato continua viene calcolato con la formula (1-27), che esprime la potenza in funzione dell'irradianza  $G$  (riportata sul piano inclinato di progetto con la relazione (3-29)) e della temperatura della cella  $T_c$  (ricavata dalla temperatura ambiente  $T_a$  con il metodo della NOCT (1-17)). Per rendere più realistico il modello, si introducono un valore di soglia dell'irradianza  $G_0$  e alcuni fattori di rendimento:

- $\eta_{dr}$  (perdite per sporcizia dei moduli);
- $\eta_{rifl}$  (perdite per riflessione);

- $\eta_{mis}$  (perdite per *mismatch*);
- $\eta_{wir}$  (perdite nei cavi).

La potenza stimata vale quindi:

$$P_{FV,DC}(t) = \eta_{dr}\eta_{rifl}\eta_{mis}\eta_{wir} \cdot P_n \frac{G(t) - G_0}{1000} \left\{ 1 + \frac{\gamma_{P\%}}{100} [T_c(t) - 25] \right\} \quad (5-1)$$

Con  $G(t)$  e  $G_0$  espresse in  $W/m^2$  e  $T_c(t)$  in  $^{\circ}C$ .  $P_n$  è la potenza nominale di progetto del generatore FV, che deve essere determinata in base al carico da soddisfare. Per i parametri del modello possono essere scelti valori tipici di un impianto nuovo con moduli al silicio cristallino (Tabella 5-1).

Tabella 5-1: Valori dei parametri del modello del generatore FV.

Fattore di perdite per sporcizia $\eta_{dr}$		0,976
Fattore di perdite per riflessione $\eta_{rifl}$		0,973
Fattore di perdite per <i>mismatch</i> $\eta_{mis}$		0,97
Fattore di perdite nei cavi $\eta_{wir}$		0,99
Coefficiente termico della potenza $\gamma_{P\%}$	[%/ $^{\circ}C$ ]	-0,5
Irradianza minima $G_0$	[ $W/m^2$ ]	17,7
NOCT	[ $^{\circ}C$ ]	47

#### Modello dell'inverter

L'inverter è rappresentato semplicemente da un rendimento di conversione  $\eta_C$  calcolato in funzione della potenza in ingresso lato continua  $P_{FV,DC}$  con l'espressione (1-35), che deriva dal modello quadratico delle perdite. Come potenza nominale dell'inverter, necessaria al calcolo dei parametri di perdita, si può usare la  $P_n$  del generatore FV. Dal modello si ottiene quindi la potenza generata lato alternata:

$$P_{FV,AC}(t) = \eta_C P_{FV,DC}(t) \quad (5-2)$$

Valori tipici che possono essere scelti per i parametri delle perdite costanti  $P_0$ , lineari  $k_{lin}$  e quadratiche  $k_{quad}$  (normalizzati rispetto a  $P_n$  in Tabella 5-2) corrispondono allo 0,7% di perdite a pieno carico per ciascuno dei tre termini.

Tabella 5-2: Valori scelti per i parametri del modello dell'inverter.

Perdite costanti $\frac{P_0}{P_n}$	0,007
Perdite lineari $k_{lin}$	0,007
Perdite quadratiche $k_{quad}P_n$	0,007

### 5.1.2 Modello della batteria

Obiettivo del modello del sistema di accumulo è di dare priorità all'alimentazione del carico dell'utenza dall'impianto FV, limitando l'interazione di quest'ultimo con la rete. Il modello deve pertanto prevedere che:

- gli assorbimenti dalla rete si verifichino solo qualora l'insieme del generatore FV e della batteria non sia sufficiente a soddisfare il carico;
- la carica della batteria avvenga solo in presenza di un eccesso di produzione fotovoltaica rispetto al carico;
- soltanto l'eventuale esubero rispetto alla carica della batteria sia immesso in rete.

Gli input del modello sono la potenza media generata dall'impianto FV  $P_{FV,AC}(t)$ , la potenza media assorbita dal carico  $P_{load}(t)$ , la potenza media della batteria lato DC  $P_{batt,DC}(t - 1)$ , espressa con la convenzione di segno dei generatori (positiva in scarica, negativa in carica) e lo stato di carica della batteria  $SOC(t - 1)$ . Confrontando la potenza generata con quella richiesta dal carico, il modello determina l'eventuale carica o scarica della batteria, compatibilmente con i limiti di funzionamento della stessa. Il procedimento utilizzato per il calcolo della potenza scambiata con la batteria e con la rete è illustrato nel flowchart in Figura 5-1.

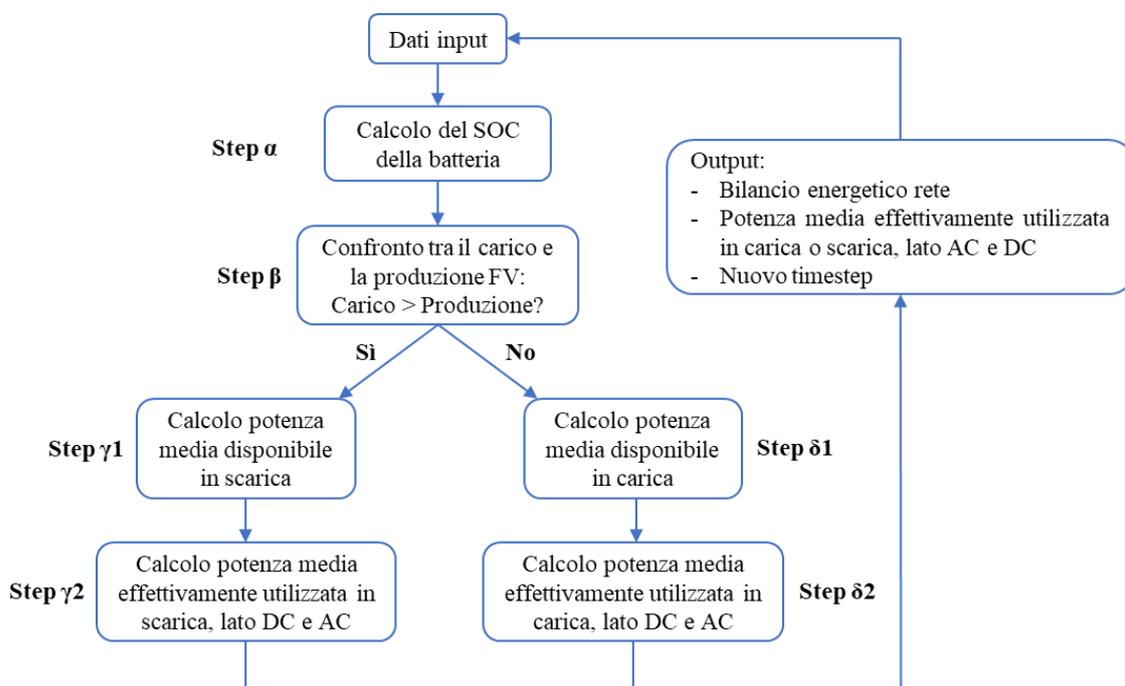


Figura 5-1: Flowchart del modello della batteria.

*Step a: calcolo dello stato di carica della batteria*

Come primo passaggio, è necessario calcolare l'energia prelevabile dalla batteria e quella che si può caricare. Entrambe le informazioni sono ricavabili dal SOC (*State Of Charge*), pari alla percentuale di carica della batteria, calcolato come:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - 100 \frac{P_{batt,DC}(t - 1)}{C_{batt}} [\%] \quad (5-3)$$

Dove  $P_{batt,DC}(t - 1)$  è la potenza media erogata o assorbita dalla batteria (numericamente uguale all'energia erogata o assorbita nell'ora precedente, espressa in kWh) e  $C_{batt}$  è la capacità totale della batteria (valore di progetto, in kWh). All'istante iniziale della simulazione ( $t = 0$ ) la potenza viene inizializzata a zero e il SOC al 100%.

*Step  $\beta$ : confronto tra la potenza generata dall'impianto FV e quella del carico*

La potenza  $P_{net}$  richiesta o ceduta alla batteria (ed eventualmente alla rete) corrisponde alla differenza tra la potenza generata dall'impianto FV, calcolata dal modello della generazione, e quella richiesta dal carico:

$$P_{net}(t) = P_{FV,AC}(t) - P_{load}(t) \quad (5-4)$$

Questa potenza ha segno:

- negativo quando la produzione è insufficiente a soddisfare il carico ed è quindi richiesto un prelievo di potenza dalla batteria o dalla rete;
- positivo quando vi è un eccesso di produzione rispetto al carico, e quindi parte della potenza prodotta deve essere utilizzata per caricare la batteria o ceduta alla rete.

Pertanto, se  $P_{net}$  è negativa, si procede calcolando la potenza di scarica richiesta alla batteria:

$$P_{net,disc}(t) = \frac{P_{net}(t)}{\eta_{disc}} \quad (5-5)$$

Dove  $\eta_{disc}$  è un rendimento di scarica, che tiene conto delle perdite nella conversione e comporta un maggiore utilizzo di energia all'interno della batteria per soddisfare il carico.

Se invece  $P_{net}$  è positiva, si calcola la potenza di carica che può essere fornita alla batteria:

$$P_{net,char}(t) = \eta_{char} P_{net}(t) \quad (5-6)$$

In questo caso,  $P_{net}$  viene moltiplicata per un rendimento di carica  $\eta_{char}$ , poiché parte della potenza fornita alla batteria viene dissipata nel processo di carica.

Le potenze calcolate non corrispondono necessariamente alla potenza erogata o assorbita dalla batteria, poiché essa potrebbe avere un livello di carica insufficiente per fornire l'energia richiesta o caricarsi completamente senza sfruttare tutto il surplus della produzione fotovoltaica. Occorre quindi calcolare la potenza effettiva di scarica o carica della batteria in funzione del SOC, per determinare

se, al netto dello scambio di energia con la batteria, vi è ancora un difetto o eccesso di potenza rispetto al carico che deve essere compensato dalla rete. Il calcolo segue procedimenti diversi a seconda che sia richiesta la scarica o la carica della batteria.

*Step  $\gamma 1$ : calcolo della potenza media disponibile in scarica*

La potenza media disponibile in scarica  $P_{av,disc}$  viene calcolata a monte della conversione DC/AC, ossia senza considerare il rendimento di scarica  $\eta_{disc}$ :

$$P_{av,disc}(t) = [SOC(t) - SOC_{min}] \cdot C_{batt} \quad (5-7)$$

Dove  $SOC_{min}$  è il livello di carica minimo, al di sotto del quale il processo di scarica può provocare invecchiamento e degradazione della batteria.

*Step  $\gamma 2$ : calcolo della potenza media effettivamente utilizzata in scarica*

A questo punto, si determina la potenza erogata dalla batteria lato DC nella scarica, tenendo conto della potenza richiesta dal carico  $P_{net,disc}(t)$ , della potenza disponibile in scarica  $P_{av,disc}(t)$  e della massima potenza della batteria  $P_{lim}$ , indicata nelle specifiche tecniche:

$$P_{batt,DC}(t) = \min(-P_{net,disc}(t); P_{av,disc}(t); P_{lim}) \quad (5-8)$$

Il segno negativo davanti a  $P_{net,disc}(t)$ , che assume valori negativi durante la scarica, è dovuto alla diversa convenzione di segno rispetto a  $P_{batt,DC}(t)$ , che assume invece valori positivi in quanto rappresenta una potenza erogata dalla batteria.

Si ricava poi la potenza erogata lato alternata  $P_{batt,AC}(t)$ , usando il rendimento di conversione nella scarica  $\eta_{disc}$ :

$$P_{batt,AC}(t) = \eta_{disc} P_{batt,DC}(t) \quad (5-9)$$

Quest'ultima è la potenza effettivamente fornita dalla batteria al carico. Se essa risulta inferiore alla potenza richiesta  $P_{net}(t)$  in modulo, la potenza residua sarà prelevata dalla rete:

$$P_{rete,prel}(t) = [-P_{net}(t) - P_{batt,AC}(t)] = \eta_{disc} [-P_{net,disc}(t) - P_{batt,DC}(t)] \quad (5-10)$$

Dalla seconda espressione di  $P_{rete,prel}(t)$ , ottenuta dalle relazioni (5-5) e (5-9), è evidente che il prelievo dalla rete avviene solo se nel calcolo di  $P_{batt,DC}(t)$  interviene il limite della carica disponibile ( $P_{av,disc}(t)$ ) o della massima velocità di scarica ( $P_{lim}$ ).

*Step δ1: calcolo della potenza media disponibile in carica*

Con un procedimento analogo, si individua la potenza media disponibile nel processo di carica, numericamente uguale all'energia che può essere accumulata nella batteria:

$$P_{av,char}(t) = [SOC_{max} - SOC(t)] \cdot C_{batt} \quad (5-11)$$

Dove  $SOC_{max}$  è il massimo livello di carica della batteria, spesso assunto pari al 100%.

*Step δ2: calcolo della potenza media effettivamente utilizzata in carica*

Anche nel processo di carica la potenza della batteria lato continua  $P_{batt,DC}(t)$  è limitata dalla potenza disponibile e dalla massima potenza ammissibile:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{net,char}(t); P_{av,char}(t); P_{lim}) \quad (5-12)$$

Poiché i tre valori di potenza candidati sono tutti positivi, il segno negativo permette di attribuire alla potenza  $P_{batt,DC}(t)$  un valore negativo, essendo in questo caso una potenza assorbita dalla batteria.

La potenza media assorbita lato alternata, ossia quella effettivamente fornita dal generatore FV alla batteria, è quindi calcolata al lordo delle perdite di conversione nella carica:

$$P_{batt,AC}(t) = \frac{P_{batt,DC}(t)}{\eta_{char}} \quad (5-13)$$

Se tale potenza risulta inferiore in modulo a  $P_{net}(t)$ , vi sarà un esubero di potenza prodotta che verrà immesso in rete:

$$P_{rete,imm}(t) = P_{net}(t) + P_{batt,AC}(t) = \frac{P_{net,char}(t) + P_{batt,DC}(t)}{\eta_{char}} \quad (5-14)$$

Nota quindi  $P_{batt,AC}(t)$  sia in scarica sia in carica, si può esprimere la potenza netta scambiata con la rete attraverso il bilancio energetico complessivo della produzione fotovoltaica con un sistema di accumulo:

$$P_{rete}(t) = P_{FV,AC}(t) + P_{batt,AC}(t) - P_{load}(t) \quad (5-15)$$

Si può verificare, dalle relazioni (5-10) e (5-14), che  $P_{rete}(t)$  equivale a  $P_{rete,imm}(t)$  quando è positiva e a  $-P_{rete,prel}(t)$  quando è negativa.

### 5.1.3 Modello economico

L'analisi economica dell'impianto da progettare ha come obiettivo il calcolo preliminare dell'investimento richiesto, del suo tempo di rientro grazie all'energia prodotta e del flusso di denaro complessivo nell'intero ciclo di vita utile dell'impianto (25 anni). Queste informazioni sono ottenibili dal calcolo del VAN (Valore Attuale Netto).

#### *Flussi di cassa*

Per flusso di cassa (CF, da *Cash Flow*) si intende la differenza tra le entrate e le uscite economiche in un periodo di analisi, in questo caso un anno. Nell'analisi economica degli impianti FV, il flusso di cassa nel corso dell'anno  $y$  è così definito:

$$CF_y = (c_A E_{aut,y} + c_V E_{rete,imm,y} - c_{O\&M} P_n - I_y) \text{ [€]} \quad (5-16)$$

Dove:

- $c_A$  è la tariffa di acquisto dell'energia dalla rete [€/kWh];
- $E_{aut,y}$  è l'energia autoconsumata nell' $y$ -esimo anno [kWh];
- $c_V$  è la tariffa di vendita di energia alla rete [€/kWh];
- $E_{rete,imm,y}$  è l'energia immessa in rete nell' $y$ -esimo anno [kWh];
- $c_{O\&M}$  è il costo annuo di esercizio e manutenzione [€/kW];
- $I_y$  è l'investimento all'anno  $y$  [€].

Questa formula è generalizzata per includere nei flussi di cassa l'investimento iniziale e quelli successivi. Il primo, calcolato al tempo zero, vale:

$$I_0 = c_{I,FV} P_n + c_{I,batt} C_{batt} \quad (5-17)$$

Dove  $c_{I,FV}$  è il costo di installazione dell'impianto FV [€/kW] e  $c_{I,batt}$  il costo di installazione delle batterie [€/kWh]. Negli anni successivi, gli ulteriori investimenti corrispondono di fatto ai costi di sostituzione delle batterie, che hanno in genere una durata di vita utile inferiore a quella dell'impianto (tipicamente 10 anni). Pertanto, gli unici investimenti successivi a quello iniziale saranno al decimo e al ventesimo anno di utilizzo, mentre in tutti gli altri anni sono nulli:

$$I_{10} = I_{20} = c_{I,batt} C_{batt} \quad (5-18)$$

Nella (5-16), i segni positivi e negativi davanti alle voci di costo corrispondono, rispettivamente, alle entrate (le spese evitate grazie all'autoconsumo di energia e i ricavi dell'energia immessa in rete)

e alle uscite (i costi di esercizio e manutenzione e i costi di installazione/sostituzione dei componenti). Al tempo zero, il flusso di cassa corrisponde soltanto all'investimento iniziale con segno negativo:

$$CF_0 = -I_0 \quad (5-19)$$

Per il calcolo dell'energia autoconsumata e immessa in rete nell' $y$ -esimo anno, si tiene conto di un fattore di invecchiamento degli impianti  $k$  di cui si riduce l'energia prodotta ogni anno:

$$E_{aut,y} = (1 - k)E_{aut,y-1} = (1 - k)^{y-1}E_{aut,1} \quad (5-20)$$

$$E_{rete,imm,y} = (1 - k)E_{rete,imm,y-1} = (1 - k)^y E_{rete,imm,1} \quad (5-21)$$

Dove  $E_{aut,1}$  ed  $E_{rete,imm,1}$  sono l'energia consumata e l'energia immessa in rete nel primo anno, calcolate dai modelli della generazione e della batteria.

*Valore attuale netto (VAN)*

Il valore attuale netto (VAN o NPV, da *Net Present Value*) è la somma dei flussi di cassa in un periodo di  $N$  anni:

$$VAN = \sum_{y=0}^N CF_{y,att} = \sum_{y=0}^N \frac{CF_y}{(1+i)^y} = CF_0 + \sum_{y=1}^N \frac{CF_y}{(1+i)^y} \quad (5-22)$$

Dove:

- $CF_{y,att}$  è il flusso di cassa dell' $y$ -esimo anno attualizzato, ossia riportato al valore equivalente che avrebbe contemporaneamente all'investimento iniziale (per  $y = 0$ );
- $i$  è il tasso di attualizzazione (o tasso di sconto), che tiene conto dei tassi di interesse e di inflazione.

Tabella 5-3: Valori scelti per i parametri del modello economico.

Costo di installazione FV $c_{I,FV}$	[€/kW]	800
Costo di installazione batterie $c_{I,batt}$	[€/kWh]	300
Costo di esercizio e manutenzione $c_{O\&M}$	[€/kW]	10
Tariffa di acquisto dell'energia $c_A$	[€/kWh]	0,16
Tariffa di vendita dell'energia $c_V$	[€/kWh]	0,04
Tasso di sconto $i$		3%
Fattore di invecchiamento $k$		0,5%

*Tempo di rientro dell'investimento, VAN finale e TIR*

Dal VAN si ricavano diversi parametri con cui valutare la convenienza economica del progetto.

In primo luogo, è importante individuare il numero di anni  $N$  necessario ad annullare il VAN, che al tempo zero è negativo e pari all'investimento iniziale cambiato di segno e tende ad aumentare con il passare degli anni grazie alle entrate. Tale numero è il tempo di rientro dell'investimento (*pay-back time*).

Altro importante parametro è il VAN calcolato al termine del ciclo di vita dell'impianto (con  $N = 25$ ), poiché determina se, alla fine dell'attività, la resa economica dell'impianto è superiore (VAN positivo) o inferiore (VAN negativo) all'investimento iniziale, e quindi se l'investimento è conveniente o no.

Infine, al VAN finale è legato il tasso interno di rendimento (TIR o IRR, da *Internal Rate of Return*), pari al tasso di attualizzazione per cui il VAN al 25° anno si annulla.

## 5.2 Criteri di dimensionamento dell'impianto

### 5.2.1 Analisi del carico elettrico

Il complesso “Sede Centrale – Cittadella Politecnica” del Politecnico di Torino può essere considerato un carico terziario di taglia rilevante. In effetti, i profili di carico giornalieri (Figura 5-2) presentano, nei giorni lavorativi, un unico picco di potenza nelle ore di apertura delle sedi e un carico notturno non trascurabile, mentre nei giorni festivi il profilo di carico è piatto e assume valori simili a quelli del carico notturno, poiché l'ateneo è chiuso; il sabato è un caso intermedio, in quanto le sedi restano aperte parzialmente, con un orario ridotto e senza attività didattiche.

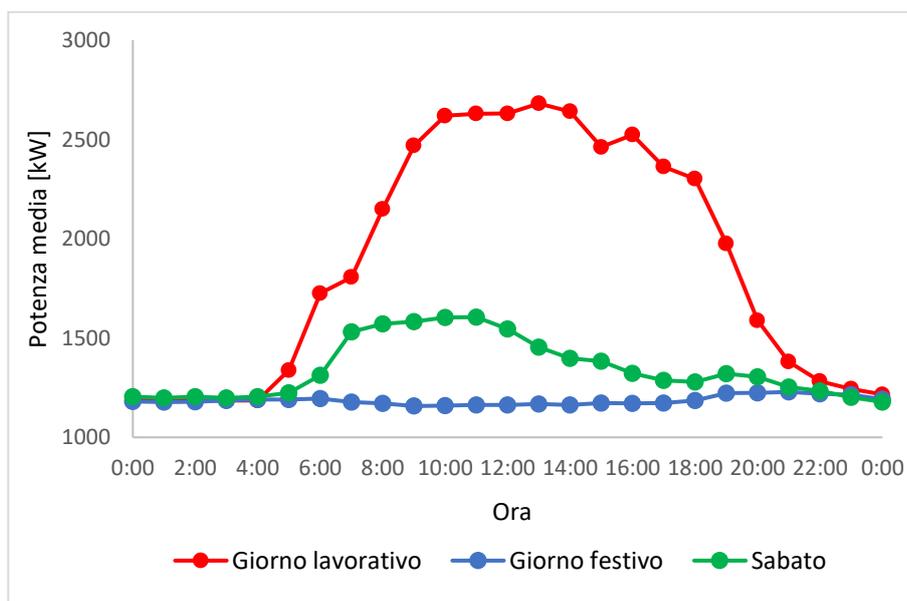


Figura 5-2: Profili di carico della sede in giorni diversi.

## Capitolo 5

Per dimensionare un impianto FV allo scopo di migliorare l'autosufficienza energetica del sito, è necessaria l'informazione sul fabbisogno energetico mensile e annuale. In Figura 5-3 e Figura 5-4 vengono confrontati i consumi elettrici mensili e annuali del quinquennio 2018-2022. Nell'andamento dei consumi mensili si osserva che il picco è tipicamente nei mesi estivi (con l'eccezione di agosto, mese in cui i consumi sono contenuti per via della chiusura estiva dell'ateneo), principalmente per l'elevato consumo dei sistemi di raffrescamento. Nei consumi annuali, è di interesse osservare il lieve aumento della domanda energetica negli anni, con l'eccezione dei consumi ridotti nel 2020 e nel 2021 per le chiusure imposte dall'emergenza pandemica.

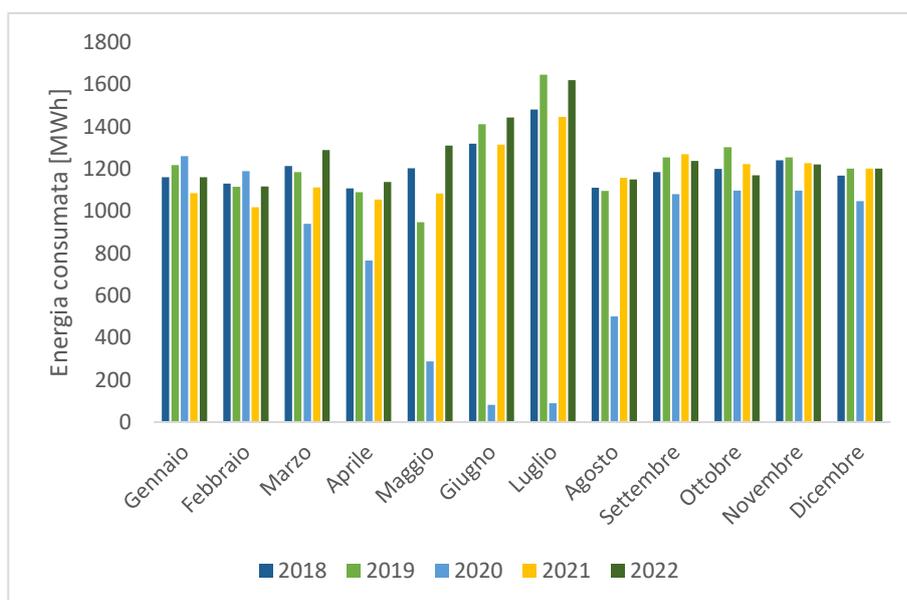


Figura 5-3: Consumi energetici mensili della sede nel quinquennio 2018-2022.

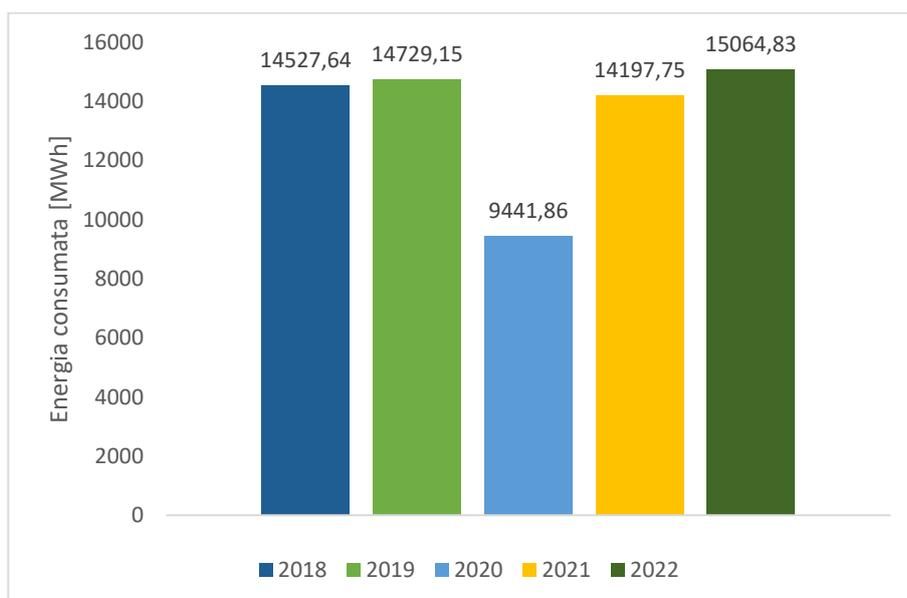


Figura 5-4: Consumi energetici annuali della sede nel quinquennio 2018-2022.

Verificato che il fabbisogno energetico nel 2022 è coerente con quello degli anni precedenti, esso permette di determinare i valori di primo tentativo della potenza degli impianti FV da installare  $P_n^*$  e della capacità delle batterie  $C_{batt}^*$ , che saranno usati come riferimento nel dimensionamento.

Per trovare la potenza degli impianti fotovoltaici, è necessario effettuare una prima simulazione con i dati meteorologici e del carico e un valore arbitrario di potenza nominale  $P_n'$ . In tal modo, la simulazione restituisce l'energia prodotta annualmente  $E_{FV}$  da un impianto FV di prova, da cui si ricava la producibilità annua per unità di potenza installata, indipendente dalla taglia:

$$e_{FV} = \frac{E_{FV}}{P_n'} \text{ [kWh/kW/anno]} \quad (5-23)$$

Dove  $E_{FV}$  è misurata in kWh/anno o MWh/anno e  $P_n'$  in kW o MW. A questo punto, conoscendo il consumo energetico annuo  $E_{load}$ , è sufficiente dividerlo per la producibilità annua per individuare un valore di primo tentativo della potenza da installare:

$$P_n^* = \frac{E_{load}}{e_{FV}} \quad (5-24)$$

Questa potenza corrisponde alla taglia minima necessaria a coprire l'intero fabbisogno energetico annuo.

Per il valore di primo tentativo della capacità di accumulo, il calcolo è più semplice e determina la capacità tale da soddisfare il consumo medio giornaliero:

$$C_{batt}^* = \frac{E_{load}}{365} \quad (5-25)$$

In Tabella 5-4 sono riportati i valori di progetto di primo tentativo calcolati per il caso in esame, considerando il consumo annuo del 2022.

Tabella 5-4: Valori di riferimento della potenza e della capacità da installare.

Consumo annuo $E_{load}$ [MWh/anno]	15064,84
Producibilità annua $e_{FV}$ [kWh/kW/anno]	1340
<b>Potenza FV di riferimento <math>P_n^*</math> [MW]</b>	<b>11,25</b>
<b>Capacità batterie di riferimento <math>C_{batt}^*</math> [MWh]</b>	<b>41,27</b>

## 5.2.2 Impianti FV preesistenti nel sito

Il campus analizzato è già dotato di diversi impianti FV di taglia rilevante, installati in anni recenti. In Tabella 5-5 sono riportate le taglie degli impianti presenti, specificando, dove reperibile, il numero di moduli e le relative potenze. Si osserva che gli impianti sono piuttosto differenti in termini di taglia, tipo e orientazione dei moduli, probabilmente a causa delle diverse dimensioni, forme e orientazioni delle falde dei tetti di ciascun fabbricato. Inoltre, la potenza complessivamente installata (poco più di 1 MW) è evidentemente insufficiente a coprire una quota apprezzabile del fabbisogno delle sedi.

Tabella 5-5: Moduli e taglie degli impianti FV del complesso “Sede Centrale – Cittadella Politecnica”.

Fabbricato e impianto	Numero moduli	Inclinazione	Azimut	Potenza modulo [W]	Potenza totale [kW]
TO_CEN04 ("Sede centrale")	400	26°	33°	360	144,00
	88			430	37,84
TO_CIT09 ("Ex tornerie")	1849	26°	0°	327	604,62
TO_CIT06 ("Aule R")	117	0°	N/D	400	46,80
TO_CIT07 ("Ex fucine")	140	26°	113°	280	39,20
	140			256	35,84
TO_CIT21 ("Energy Center")	N/D	N/D	N/D	N/D	46,1
TO_CIT22 ("Aule P")	144	30°	28°	345	49,68
<b>Totale campus</b>					<b>1004,08</b>

## 5.2.3 Parametri energetici ed economici

La scelta della potenza della produzione fotovoltaica e della capacità del sistema di accumulo influenza il comportamento dell'impianto in termini di energia fornita al carico e interazione con la rete. Numerosi parametri permettono di descrivere la convenienza energetica dell'impianto, in base alla quale si può determinare la taglia ottimale da installare.

### *Autosufficienza energetica e prelievo dalla rete*

L'autosufficienza energetica è il parametro principale, in quanto esprime la percentuale del fabbisogno energetico soddisfatta senza l'ausilio della rete:

$$\text{Autosufficienza} = \frac{E_{load} - E_{rete,prel}}{E_{load}} \quad (5-26)$$

Il parametro aumenta all'aumentare della potenza installata e della capacità di accumulo, poiché il carico necessita di meno energia dalla rete; tuttavia, scegliendo valori elevati di potenza e capacità, l'autosufficienza tende a stabilirsi su un valore limite, poiché:

- a parità di capacità, aumentano gli esuberi di potenza rispetto al carico, ma l'energia in eccesso che può essere accumulata e recuperata è limitata e impedisce di ridurre i prelievi dalla rete oltre un certo valore, oltre ad aumentare le immissioni in rete;
- a parità di potenza, aumenta l'energia accumulata durante la giornata e fornita al carico nelle ore notturne: essa è però limitata dalla differenza tra la produzione e il carico, comportando anche in questo caso una quota minima di energia che risulta sempre prelevata dalla rete; inoltre, un sistema di accumulo sovradimensionato rispetto all'energia con cui può essere caricato è svantaggioso economicamente, perché non viene sfruttato alla piena capacità.

La frazione o percentuale complementare all'autosufficienza è il prelievo dalla rete in rapporto al fabbisogno energetico:

$$Prelievo = \frac{E_{rete,prel}}{E_{load}} = 100\% - Autosufficienza \quad (5-27)$$

#### *Autoconsumo energetico*

Un indice analogo esprime il carico alimentato senza il supporto della rete in rapporto all'energia prodotta:

$$Autoconsumo = \frac{E_{load} - E_{rete,prel}}{E_{FV}} \quad (5-28)$$

L'autoconsumo diminuisce all'aumentare della potenza dell'impianto, perché, come visto prima, l'energia prelevata dalla rete si riduce fino a raggiungere un valore limite mentre il denominatore continua ad aumentare, e aumenta all'aumentare della capacità, in quanto si riduce l'interazione con la rete.

#### *Immissione in rete*

È utile esprimere l'energia immessa in rete in un anno in rapporto al consumo annuo, come indicatore del sovradimensionamento della produzione e dell'accumulo rispetto al carico:

$$Immissione = \frac{E_{rete,imm}}{E_{load}} \quad (5-29)$$

L'immissione in rete aumenta all'aumentare della potenza installata, perché aumentano gli esuberi rispetto al carico, e diminuisce all'aumentare della capacità, poiché può essere conservata una quota maggiore dell'energia in eccesso.

### *Parametri economici*

Per un ulteriore confronto tra diverse soluzioni di dimensionamento, si può valutare la convenienza economica dell'impianto. I parametri economici utili sono:

- l'investimento iniziale;
- il tempo di rientro dell'investimento;
- il VAN dopo 25 anni;
- il TIR.

Questi parametri sono calcolati con i metodi illustrati al Paragrafo 5.1.3.

### *Scelta dei valori di progetto*

Come si è visto, la potenza della generazione e la capacità di accumulo possono impattare positivamente o negativamente sui parametri energetici ed economici del progetto. La soluzione con i valori di progetto di riferimento calcolati in Tabella 5-4 non è necessariamente quella che garantisce le migliori prestazioni energetiche e la maggiore convenienza economica, ma può comunque essere analizzata come caso di riferimento per poi variare la potenza e/o la capacità in modo da ottenere valori ottimali dei parametri energetici ed economici più rilevanti.

Il principale obiettivo è massimizzare l'autosufficienza, ossia minimizzare la dipendenza del carico dalla rete di distribuzione. Successivamente, saranno imposti vincoli alle immissioni in rete e al ritorno dell'investimento.

## **5.3 Dimensionamento della generazione e dell'accumulo**

### **5.3.1 Caso 1: impianti FV preesistenti, senza accumulo**

Si effettua una prima simulazione considerando la situazione attuale, con circa 1 MW di produzione già presente e senza sistemi di accumulo. Il modello prevede quindi alcune ipotesi di approssimazione:

- si trascurano le differenze nell'orientazione dei moduli dei vari impianti, riconducendoli tutti al caso di riferimento (30° tilt, 0° azimuth);
- si considerano gli impianti come se fossero nuovi anziché già installati da qualche anno, trascurando quindi i fenomeni di invecchiamento negli anni precedenti e il parziale recupero dell'investimento grazie alla produzione in passato.

Come mostrato dai grafici seguenti, la potenza attualmente installata è evidentemente troppo bassa per assicurare un'autosufficienza energetica apprezzabile: l'energia prodotta mensilmente risulta infatti sempre inferiore di un ordine di grandezza rispetto al fabbisogno energetico del mese (Figura 5-5). Come ulteriore conferma, si può osservare in la ripartizione dell'alimentazione del carico tra energia prelevata dalla rete e fornita dall'impianto FV (indicata come autosufficienza):

quest'ultima non supera mai i 200 MWh mensili, riducendo quindi di poco (a non meno di 1 GWh mensile) i prelievi dalla rete rispetto al carico totale. Nel grafico si osserva anche che non vi sono immissioni in rete: questo indica che la potenza prodotta è sempre inferiore a quella richiesta dal carico e quindi la produzione fotovoltaica è totalmente autoconsumata.

Dal punto di vista economico, dal grafico dei flussi di cassa in Figura 5-7 risulta che il rientro dell'investimento avviene in poco più di 4 anni, grazie al basso costo di installazione degli impianti di taglia rilevante (*utility scale*) e ai risparmi nelle spese energetiche accentuati dai costi dell'energia, molto elevati rispetto agli anni passati a causa della crisi energetica del 2022. Il vantaggio economico si riscontra anche nel VAN al termine dei 25 anni: l'impianto ha infatti una resa complessiva di oltre 2,5 milioni di € partendo da un investimento di 800 000 €.

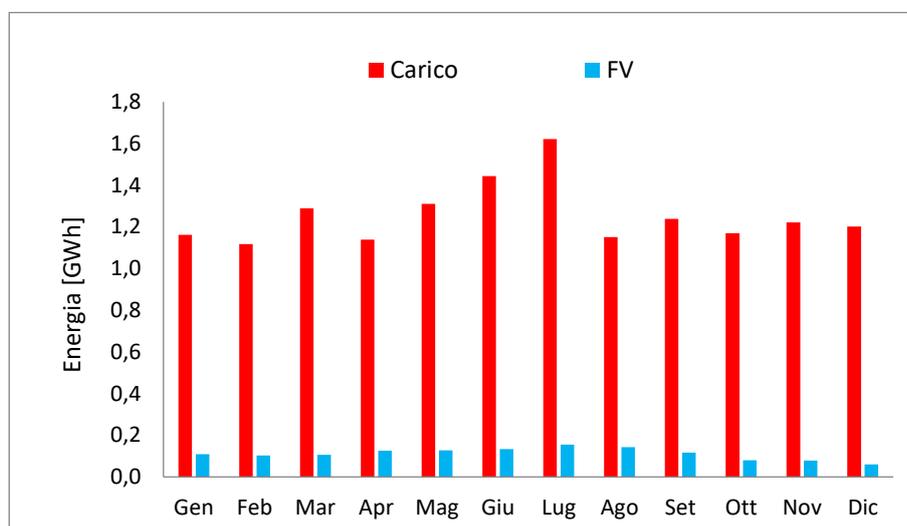


Figura 5-5: Carico e produzione mensili nel caso 1.

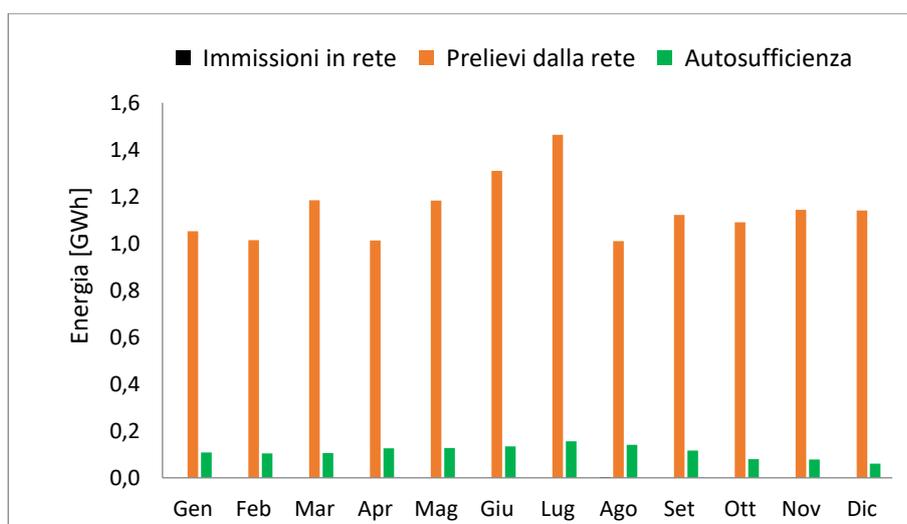


Figura 5-6: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 1.

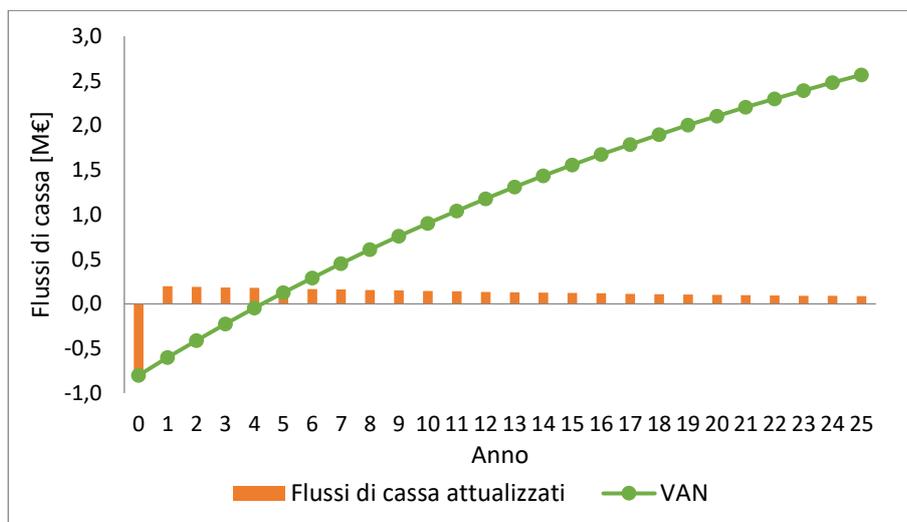


Figura 5-7: Flussi di cassa e VAN nel caso 1.

### 5.3.2 Caso 2: potenza di riferimento, senza accumulo

Si procede ipotizzando di installare un impianto FV con il valore di riferimento di potenza  $P_n^*$ , per ora senza aggiungere batterie.

Il grafico di confronto tra carico e produzione mensili in Figura 5-8 conferma il risultato atteso: l'energia prodotta da un sistema di tale taglia è simile a quella richiesta dal carico. A livello mensile, la produzione supera il carico nei mesi da aprile a settembre e, con scarti minori, a gennaio e febbraio; gli scarti maggiori si verificano ad agosto (più di 400 MWh prodotti in eccesso) e ad aprile (circa 300 MWh), per effetto delle numerose giornate soleggiate con un carico basso dovuto al maggior numero di giorni di chiusura dell'ateneo (per la pausa estiva ad agosto e per le festività pasquali ad aprile). La produzione è invece inferiore al carico nei mesi da ottobre a dicembre e a marzo. La differenza tra produzione e carico annuali è trascurabile (15,07 GWh prodotti contro 15,06 GWh consumati).

Tuttavia, l'intermittenza della produzione giornaliera limita fortemente l'autoconsumo e comporta un notevole scambio di energia con la rete, con elevate immissioni nelle ore diurne e prelievi dalla rete nelle ore notturne (Figura 5-9). In particolare, si osserva che l'autoconsumo supera il prelievo dalla rete nei mesi da aprile ad agosto, mentre nei mesi restanti la maggior parte del carico è alimentata dalla rete; inoltre, la quota di energia immessa in rete supera spesso quella di energia autoconsumata. È quindi chiaro che l'autosufficienza energetica potrebbe migliorare aggiungendo un sistema di accumulo.

Nel grafico del VAN in Figura 5-10, i flussi di cassa in gioco risultano un ordine di grandezza superiori rispetto al caso precedente. Il tempo di rientro dell'investimento è più lungo (4 anni), probabilmente per le entrate limitate dall'elevata immissione di energia in rete rispetto all'autoconsumo, ma si tratta comunque di un buon valore che garantisce un VAN molto alto (più di 12 milioni di € dopo 25 anni partendo da 9 milioni di € di investimento) e incentiva l'investimento aggiuntivo per un sistema di accumulo.

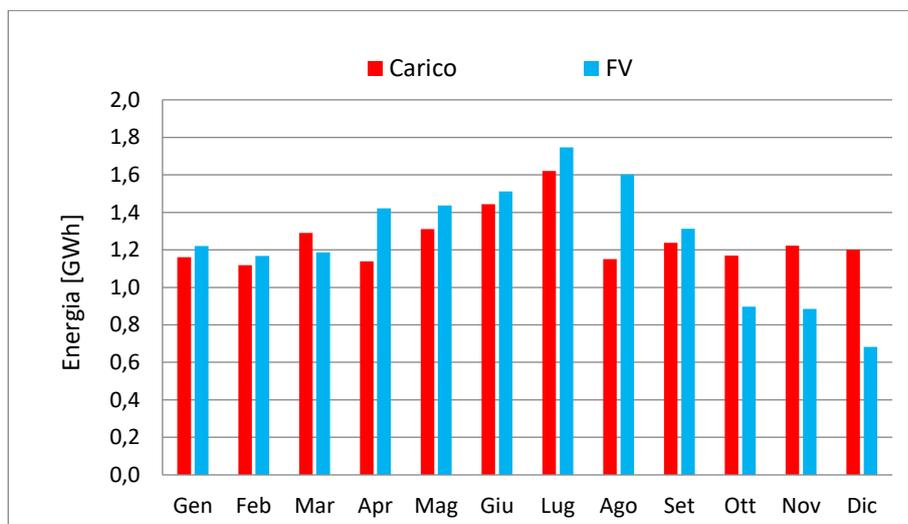


Figura 5-8: Carico e produzione mensili nel caso 2.

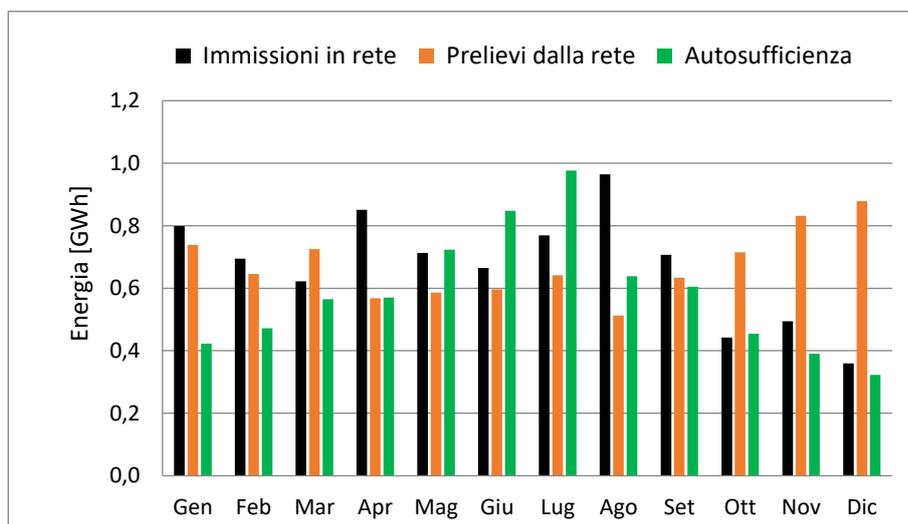


Figura 5-9: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 2.

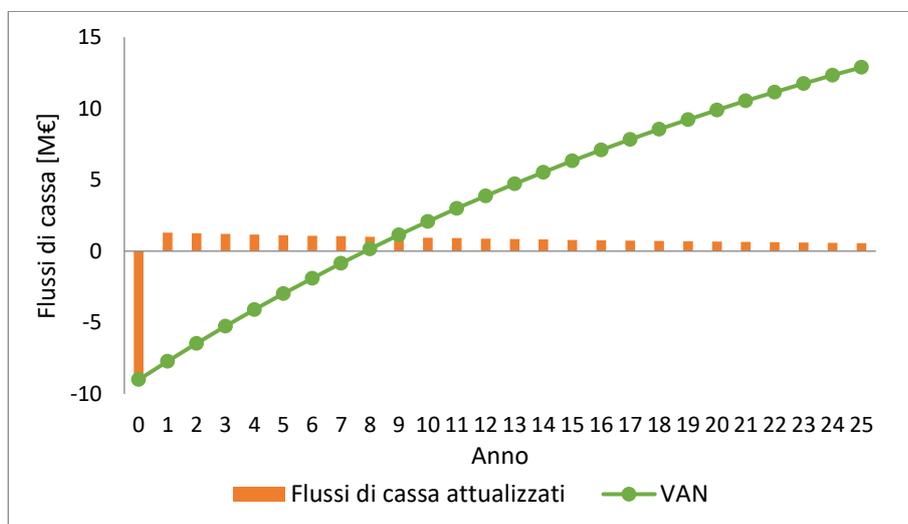


Figura 5-10: Flussi di cassa e VAN nel caso 2.

### 5.3.3 Caso 3: potenza e capacità di riferimento

Si valutano ora gli effetti dell'aggiunta dell'accumulo all'impianto del caso precedente, ipotizzando di installare la capacità di riferimento  $C_{batt}^*$ .

Si omette il grafico di confronto tra carico e produzione, poiché identico a quello del caso precedente. Nel grafico in Figura 5-11 si osservano il notevole aumento dell'energia autoconsumata, in molti mesi raddoppiata rispetto a prima, e, di conseguenza, la drastica riduzione degli scambi di energia con la rete, grazie alla possibilità di accumulare l'energia prodotta in eccesso per rilasciarla al carico nelle ore notturne. Rimangono quote di energia immessa in rete non trascurabili (ma comunque dimezzate rispetto al caso senza batterie) nei mesi di aprile e agosto, legate alla riduzione già descritta del carico in quei mesi, e prelievi dalla rete piuttosto alti rispetto al carico nei mesi da ottobre a dicembre, dovuti alla scarsa produzione osservabile in Figura 5-8.

Il sistema di accumulo comporta un costo di investimento molto più elevato (più di 12 milioni di € ogni 10 anni), che, nonostante la maggiore energia autoconsumata, non permette il rientro dell'investimento in un tempo accettabile: il VAN dopo 25 anni è infatti negativo (Figura 5-12). Per poter accettare l'investimento, è necessario ridurre la capacità di accumulo fino a ottenere un VAN finale positivo e un TIR non inferiore a una soglia minima (tipicamente 6%). Un tale risultato si ottiene con una capacità di 25 MWh, con il rientro dell'investimento in un tempo decisamente più lungo rispetto ai casi senza accumulo (15 anni) e un risparmio finale di 5 milioni di € (Figura 5-13); ovviamente, questa soluzione penalizzerà l'autosufficienza energetica e aumenterà le immissioni in rete (Tabella 5-6).

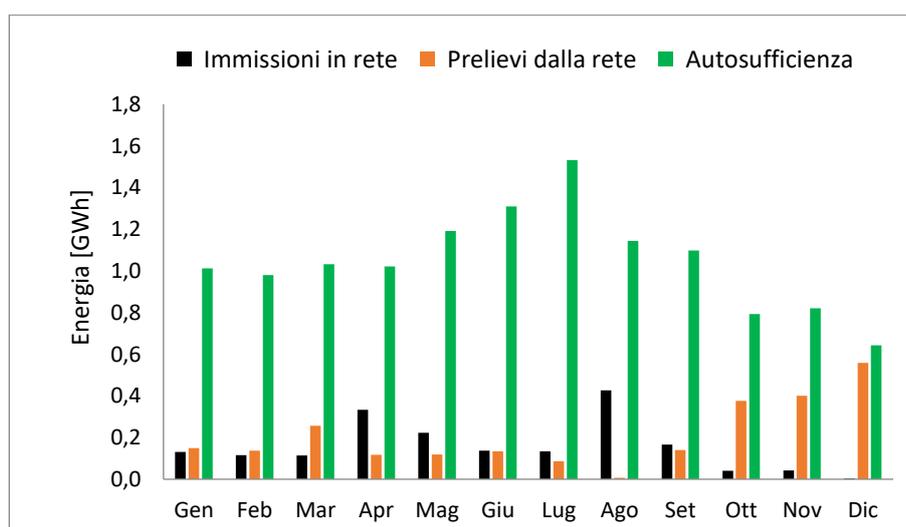


Figura 5-11: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 3.

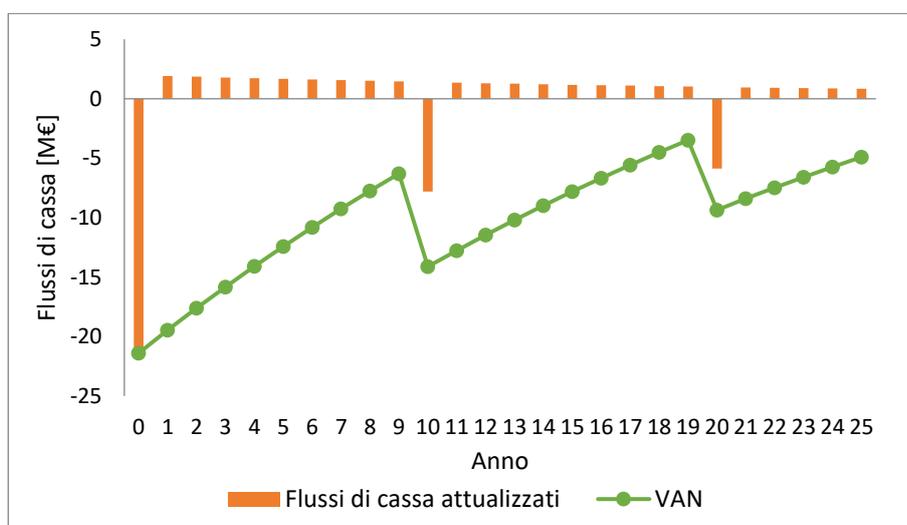


Figura 5-12: Flussi di cassa e VAN nel caso 3.

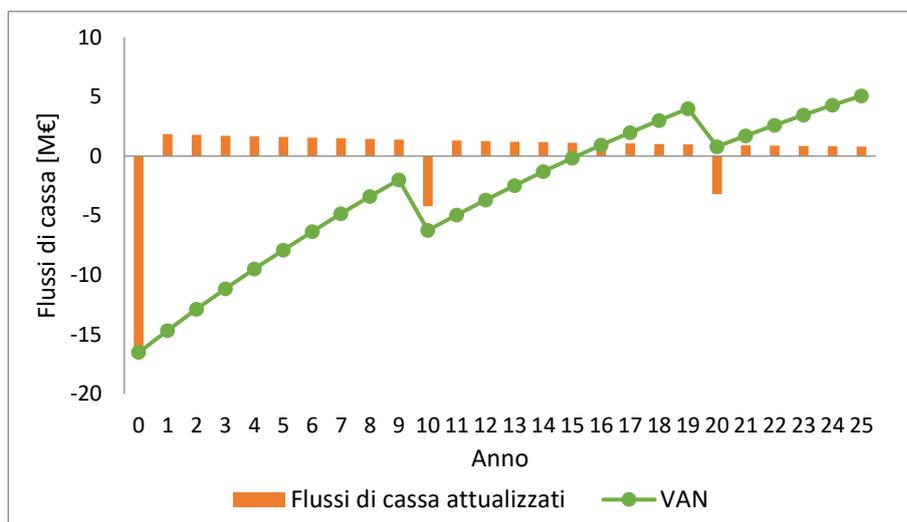


Figura 5-13: Flussi di cassa e VAN nel caso 3, con una capacità di accumulo ridotta.

Tabella 5-6: Parametri energetici ed economici nelle due configurazioni del caso 3.

Parametro	Caso 3 (riferimento)	Caso 3 (capacità ridotta)
Potenza totale FV [MW]	11,25	11,25
Capacità totale di accumulo [MWh]	41,27	25,0
Autoconsumo	83%	79%
Autosufficienza	84%	79%
Prelievo	16%	21%
Immissione	12%	17%
Investimento iniziale [M€]	21,4	16,5
VAN dopo 25 anni [M€]	-4,9	5,1
TIR	0,1%	6%

### 5.3.4 Caso 4: soluzione di compromesso a bassa immissione

In base alle criticità sorte nei casi di riferimento, è opportuno individuare un caso intermedio che permetta di ridurre le immissioni e aumentare l'autoconsumo, eventualmente migliorando anche i parametri economici. Un buon candidato è il caso con 9 MW di produzione e 25 MWh di accumulo.

Nel grafico in Figura 5-14 si nota che la generazione è leggermente sottodimensionata rispetto al carico, essendo la potenza prodotta mensilmente quasi sempre inferiore a quella consumata dal campus: solo ad aprile è circa uguale e ad agosto è superiore, sempre per le peculiarità del carico in quei mesi.

In Figura 5-15 si osserva una lieve riduzione dell'energia autoconsumata rispetto al caso 3, nonostante essa copra ancora una quota significativa del carico. La riduzione della generazione e dell'accumulo porta a un aumento dei prelievi mensili dalla rete di 100-200 MWh e una riduzione delle immissioni mensili, che qui non superano mai i 200 MWh.

Dal grafico dei flussi di cassa (Figura 5-16) risulta che l'investimento rientra in 16 anni e il VAN finale è positivo, nonostante l'investimento del 20° anno porti a un VAN temporaneamente negativo. Tuttavia, il TIR risulta troppo basso (5%), e anche in questo caso è necessario ridurre l'accumulo. Una soluzione accettabile si ottiene limitando la capacità ad appena 23 MWh: oltre ad assicurare il TIR minimo del 6%, questa configurazione riduce di un anno il tempo di rientro dell'investimento (Figura 5-17) e penalizza di un solo punto percentuale l'autoconsumo e l'autosufficienza (Tabella 5-7).

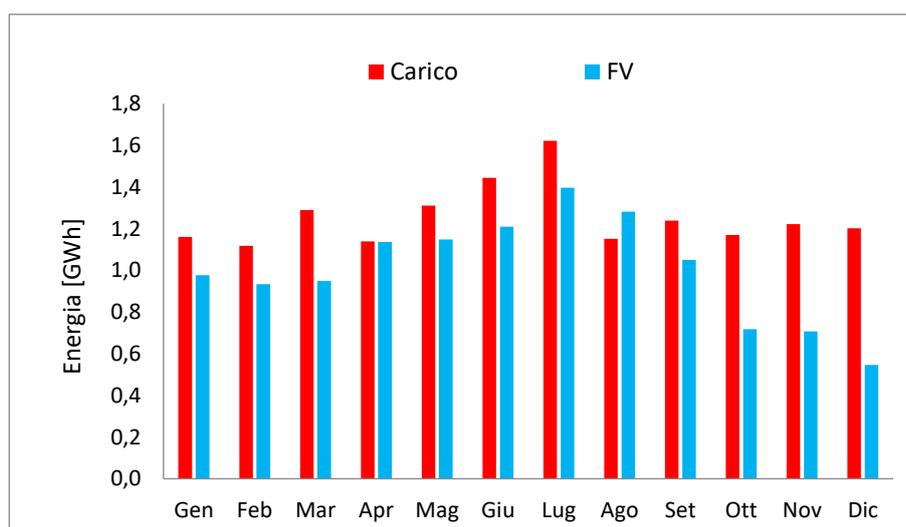


Figura 5-14: Carico e produzione mensili nel caso 4.

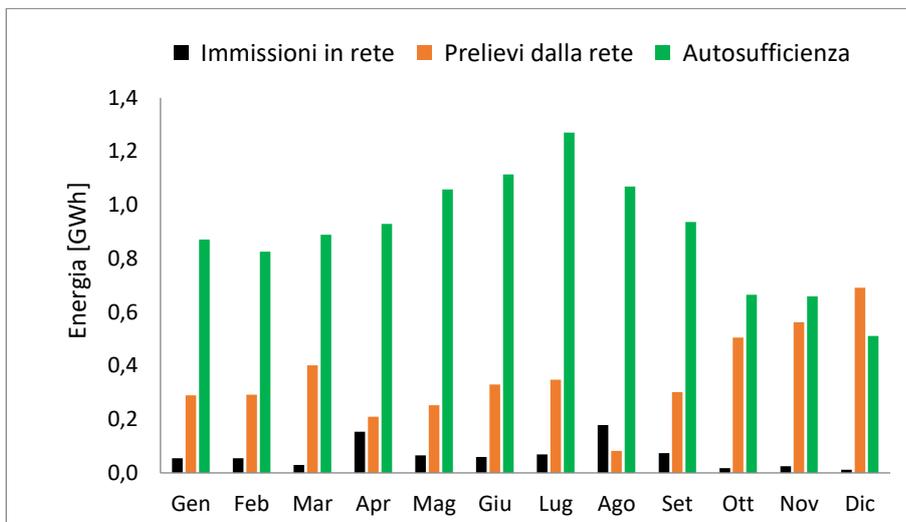


Figura 5-15: Scambi con la rete e autosufficienza nel caso 4.

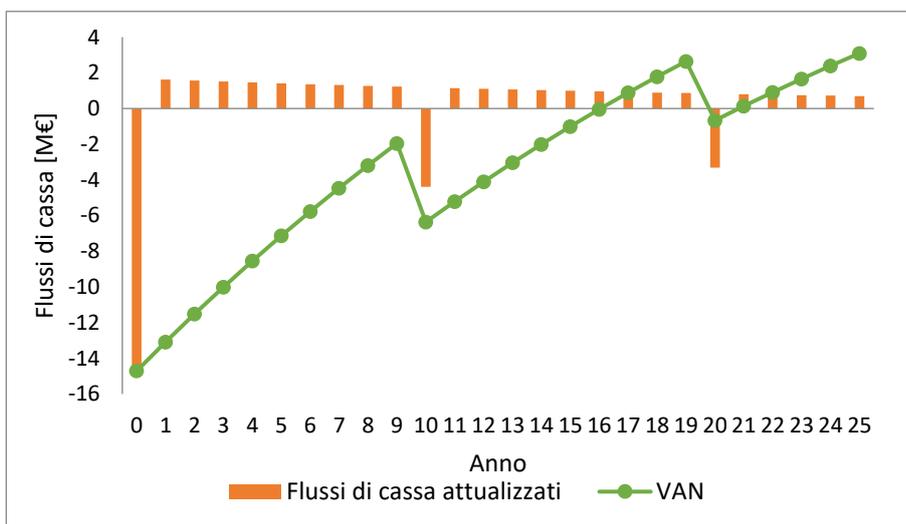


Figura 5-16: Flussi di cassa e VAN nel caso 4.

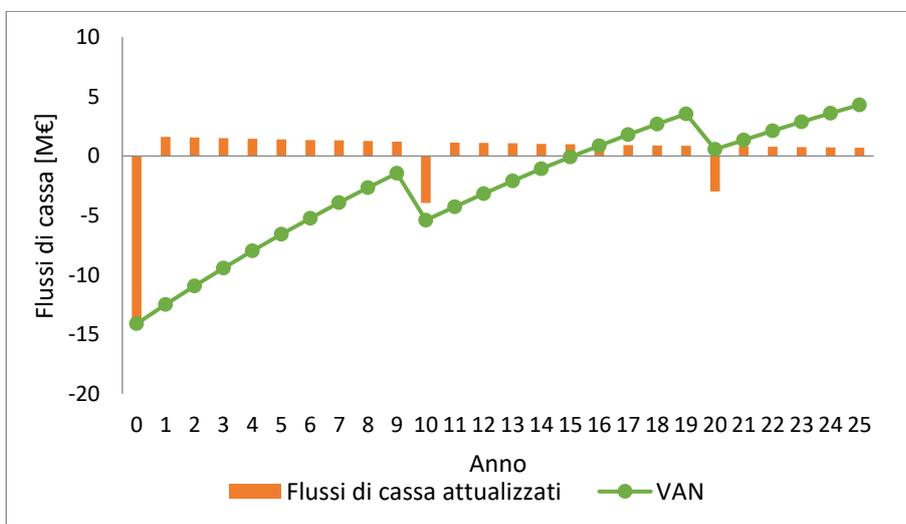


Figura 5-17: Flussi di cassa e VAN nel caso 4, con capacità ridotta.

Tabella 5-7: Parametri energetici ed economici nelle due configurazioni del caso 4.

Parametro	Caso 4 (riferimento)	Caso 4 (capacità ridotta)
Potenza totale FV [MW]	9,0	9,0
Capacità totale di accumulo [MWh]	25,0	23,0
Autoconsumo	90%	89%
Autosufficienza	72%	71%
Prelievo	28%	29%
Immissione	5%	6%
Investimento iniziale [M€]	14,7	14,1
VAN dopo 25 anni [M€]	3,1	4,3
TIR	5%	6%

### 5.3.5 Caso 5: produzione sottodimensionata, senza accumulo

In ultima analisi, si considera un ulteriore caso intermedio senza accumulo e con un maggiore sottodimensionamento tale da ottenere valori di picco della potenza prodotta simili a quelli della potenza del carico.

Con 5 MW di generazione, l'energia prodotta mensilmente non supera quasi mai la metà dell'energia consumata (Figura 5-18) e sono quindi richiesti elevati prelievi di energia dalla rete; l'energia immessa in rete risulta piuttosto bassa, in quanto gli eccessi di produzione sono limitati dalla taglia degli impianti FV (Figura 5-19).

Come negli altri casi senza accumulo, questa soluzione ha una notevole convenienza economica, con un rientro dell'investimento in 5 anni e un VAN molto elevato (Figura 5-20).

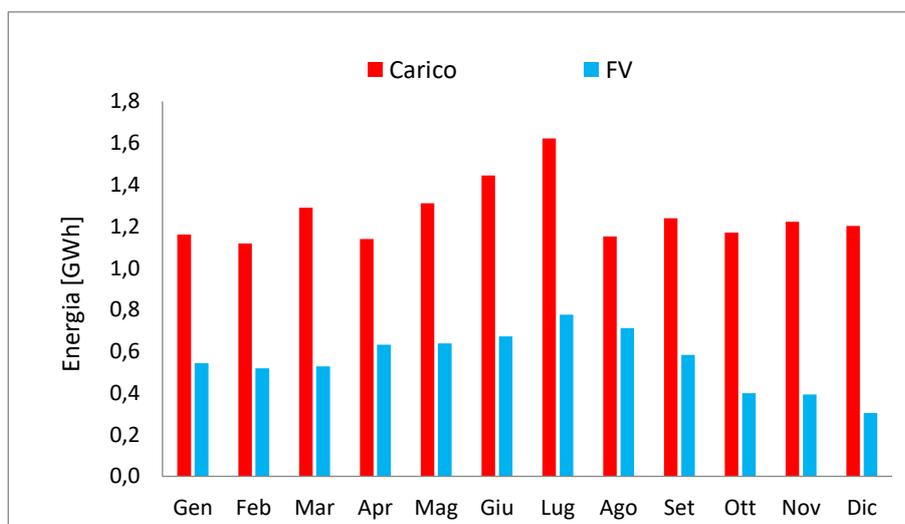


Figura 5-18: Carico e produzione mensili ncl caso 5.

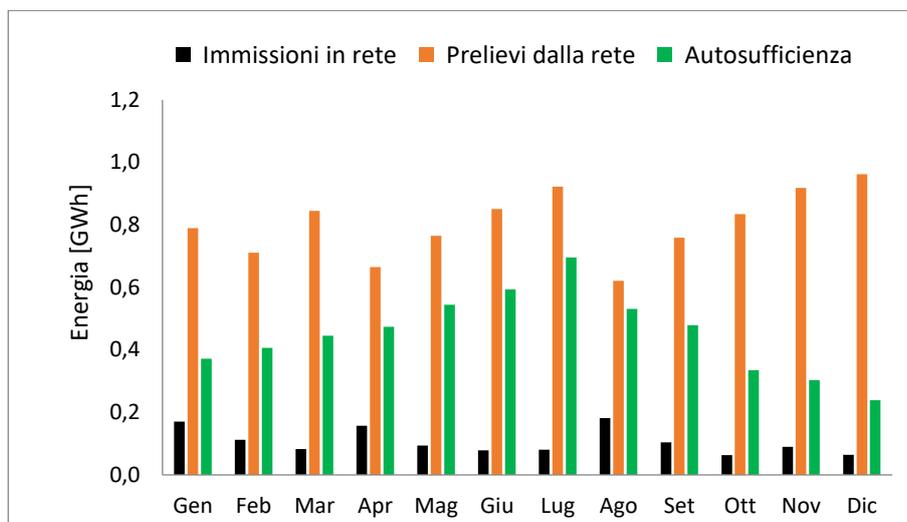


Figura 5-19: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 5.

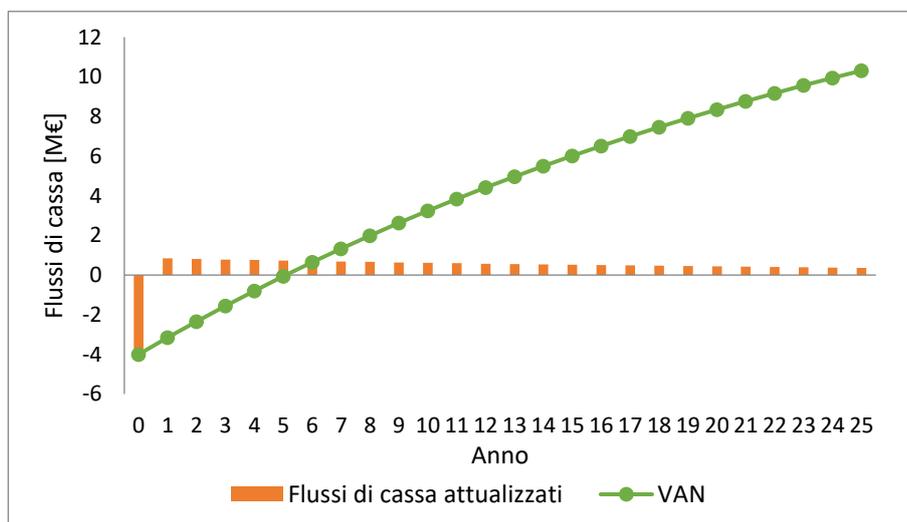


Figura 5-20: Flussi di cassa e VAN nel caso 5.

### 5.3.6 Confronto dei parametri energetici ed economici

Con riferimento ai parametri in Tabella 5-8, si riassumono le principali osservazioni sui casi analizzati, considerando, nei casi 3 e 4, solo le configurazioni con investimento accettabile.

Il caso 1, nonostante l'elevata convenienza economica (tempo di rientro dell'investimento molto breve e TIR estremamente elevato), è di scarso interesse dal punto di vista energetico, in quanto l'impianto FV soddisfa solo il 9% del fabbisogno energetico del sito.

Nel caso 2 lo sfruttamento della generazione fotovoltaica, seppure molto più elevata, è ancora piuttosto scarso (meno del 50% di autoconsumo e autosufficienza). Il risparmio economico complessivo indicato dal VAN finale suggerisce la convenienza economica, oltre che energetica, di installare un sistema di accumulo.

## Capitolo 5

Il caso 3 vanta un buon recupero del maggiore investimento iniziale e i benefici dal punto di vista energetico delle batterie, raggiungendo un'ottima autosufficienza energetica, seppur limitata dai costi di investimento e sostituzione delle batterie e accompagnata da un'elevata quota di immissioni in rete.

Il caso 4 è una soluzione di compromesso che aumenta l'autoconsumo e riduce a un valore accettabile le immissioni in rete, al prezzo però di limitare l'autosufficienza e prelevare maggiore energia dalla rete.

Con la soluzione intermedia del caso 5 si ottengono ancora basse immissioni in rete e un'elevata convenienza economica, malgrado il basso grado di autosufficienza energetica.

Tabella 5-8: Parametri energetici ed economici nei casi analizzati.

Parametro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Dimensionamento</b>					
Potenza totale FV [MW]	1,0	11,3	11,3	9,0	5,0
Capacità totale di accumulo [MWh]	-	-	25,0	23,0	-
Carico medio giornaliero [MWh]	41,27				
<b>Flussi di energia lato AC (primo anno)</b>					
Produzione FV [GWh]	1,3	15,1	15,1	12,1	6,7
Carico annuo [GWh]	15,1				
Immissione annua in rete [GWh]	0,0	8,1	2,6	0,9	1,3
Prelievo annuo dalla rete [GWh]	13,7	8,1	3,1	4,4	9,6
<b>Funzionamento delle batterie (primo anno)</b>					
Energia caricata [GWh]	-	-	5,5	4,5	-
Energia scaricata [GWh]	-	-	4,9	4,1	-
<b>Bilancio energetico (primo anno)</b>					
Autoconsumo	100%	46%	79%	89%	81%
Autosufficienza	9%	46%	79%	71%	36%
Prelievo	91%	54%	21%	29%	64%
Immissione	0%	54%	17%	6%	8%
Rapporto produzione / carico	9%	100%	100%	80%	44%
<b>Parametri economici</b>					
Investimento iniziale [M€]	0,8	9,0	16,5	14,1	4,0
VAN dopo 25 anni [M€]	2,6	12,9	5,1	4,3	10,3
TIR	25%	14%	6%	6%	21%

### 5.3.7 Analisi di sensitività della convenienza economica

Per rendere più realistica l'analisi economica, si può studiare l'influenza di alcune variazioni dei costi sulla convenienza economica dei casi considerati. Sono di interesse, in particolare, la tariffa di acquisto dell'energia dalla rete  $c_A$  e il costo di installazione/sostituzione delle batterie  $c_{I,batt}$ .

#### *Variazione della tariffa dell'energia*

La tariffa di acquisto dell'energia (0,16 €/kWh) è stata scelta sulla base dell'andamento attuale del PUN (Prezzo Unico Nazionale), pubblicato dal Gestore dei Mercati Elettrici (GSE). Un modello più realistico potrebbe invece tenere conto delle tariffe della quota energia applicate nelle ultime bollette del Politecnico di Torino, applicando un valore leggermente più alto (0,18 €/kWh).

Come mostrato in Tabella 5-9, un incremento del prezzo dell'energia comporta un risparmio maggiore derivante dall'energia autoconsumata, un VAN maggiore dopo 25 anni e un TIR più alto: questo è vantaggioso per i casi 3 e 4, perché permette di incrementare leggermente la capacità di accumulo installata mantenendo un TIR accettabile e migliorare quindi l'autosufficienza. In Tabella 5-10, ai valori di dimensionamento definiti in precedenza per i casi 3 e 4 ("Riferimento") sono affiancati valori al limite della convenienza economica ("Limite"), con un confronto dei parametri energetici ed economici: l'aumento dell'autosufficienza e la diminuzione delle immissioni in rete si limitano a 2 punti percentuali nel caso 3 e 1 punto percentuale nel caso 4.

Tabella 5-9: Parametri economici dei casi analizzati con prezzo dell'energia variato.

Parametro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Investimento iniziale [M€]	0,8	9,0	16,5	14,1	4,0
VAN dopo 25 anni [M€]	3,0	15,2	9,0	7,8	12,1
TIR	28%	15%	8%	8%	24%

Tabella 5-10: Variazioni sui casi 3 e 4 ai limiti della convenienza economica.

Parametro	Caso 3		Caso 4	
	Riferimento	Limite	Riferimento	Limite
<b>Dimensionamento</b>				
Potenza totale FV [MW]	11,3	11,3	9,0	9,0
Capacità totale di accumulo [MWh]	25,0	31,0	23,0	28,0
Carico medio giornaliero [MWh]	41,3			
<b>Flussi di energia lato AC (primo anno)</b>				
Produzione FV [GWh]	15,1	15,1	12,1	12,1
Consumo annuo [GWh]	15,1			
Immissione annua in rete [GWh]	2,6	2,2	0,9	0,7
Prelievo annuo dalla rete [GWh]	3,1	2,8	4,4	4,2

<b>Funzionamento delle batterie (primo anno)</b>				
Energia caricata [GWh]	5,5	5,9	4,5	4,7
Energia scaricata [GWh]	4,9	5,3	4,1	4,2
<b>Bilancio energetico (primo anno)</b>				
Autoconsumo	79%	81%	89%	90%
Autosufficienza	79%	81%	71%	72%
Prelievo	21%	19%	29%	28%
Immissione	17%	15%	6%	5%
Rapporto produzione / carico	100%	100%	80%	80%
<b>Parametri economici</b>				
Investimento iniziale [M€]	16,5	18,3	14,1	15,6
VAN dopo 25 anni [M€]	9,0	5,6	7,8	4,8
TIR	8%	6%	8%	6%

*Variatione del costo delle batterie*

Il costo delle batterie per accumulo FV è molto variabile, e l'investimento potrebbe quindi essere sottostimato. Pertanto, si può ipotizzare un incremento del costo di installazione/sostituzione delle batterie da 300 €/kWh a 600 €/kWh. Ovviamente, sono di interesse solo i casi 3 e 4, che prevedono l'accumulo.

Questa variazione gioca evidentemente a sfavore della convenienza economica: in Tabella 5-11 si osserva che nei due casi con accumulo l'investimento iniziale aumenta quasi del 50% e, anche con la tariffa dell'energia variata, non viene recuperato in 25 anni, al punto da avere un TIR negativo. Per garantire il TIR minimo e accettare l'investimento, in entrambi i casi analizzati risulta che la capacità installata deve essere praticamente dimezzata, come prevedibile dal fatto che il costo delle batterie è stato raddoppiato. Questo limita ulteriormente la possibilità di massimizzare l'autosufficienza energetica (Tabella 5-12).

Tabella 5-11: Parametri economici dei casi analizzati con tariffa dell'energia e costo delle batterie variati.

<b>Parametro</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
Investimento iniziale [M€]	24,0	21,0
VAN dopo 25 anni [M€]	-8,2	-8,0
TIR	-2%	-2%

Tabella 5-12: Variazioni sui casi 3 e 4 ai limiti della convenienza economica.

Parametro	Caso 3		Caso 4	
	Riferimento	Limite	Riferimento	Limite
<b>Dimensionamento</b>				
Potenza totale FV [MW]	11,3	11,3	9,0	9,0
Capacità totale di accumulo [MWh]	25,0	12,0	23,0	11,5
Carico medio giornaliero [MWh]	41,3			
<b>Flussi di energia lato AC (primo anno)</b>				
Produzione FV [GWh]	15,1	15,1	12,1	12,1
Consumo annuo [GWh]	15,1			
Immissione annua in rete [GWh]	2,6	4,8	0,9	2,5
Prelievo annuo dalla rete [GWh]	3,1	5,2	4,4	5,8
<b>Funzionamento delle batterie (primo anno)</b>				
Energia caricata [GWh]	5,5	3,2	4,5	2,9
Energia scaricata [GWh]	4,9	2,9	4,1	2,6
<b>Bilancio energetico (primo anno)</b>				
Autoconsumo	79%	66%	89%	77%
Autosufficienza	79%	66%	71%	61%
Prelievo	21%	34%	29%	39%
Immissione	17%	32%	6%	17%
Rapporto produzione / carico	100%	100%	80%	80%
<b>Parametri economici</b>				
Investimento iniziale [M€]	24,0	16,2	21,0	14,1
VAN dopo 25 anni [M€]	-8,2	5,2	-8,0	4,5
TIR	-2%	6%	-2%	6%

## 5.4 Analisi energetica nel caso 4

Si è scelto di approfondire i bilanci energetici nella configurazione del caso 4, che si è mostrata essere una soluzione di compromesso tra alta autosufficienza, basse immissioni in rete e convenienza economica.

Verrà analizzato il comportamento della produzione FV, delle batterie e dell'interazione con la rete con tale configurazione in alcune giornate di riferimento.

### 5.4.1 Esempio 1: giorno lavorativo con cielo sereno

Come primo esempio, si individua un giorno lavorativo di giugno con cielo sereno. I profili di produzione e carico sono rappresentati in Figura 5-21: la potenza prodotta ha l'andamento tipico del

giorno soleggiato, con una durata delle ore di luce tipica delle giornate estive (dalle 5 alle 21) e un picco alle 13, dovuto all'ora legale, di quasi 6,5 MW; il carico si mantiene a meno di 1,5 MW nelle ore notturne per poi aumentare durante la giornata fino a un picco di 3 MW, risultando in un eccesso di produzione FV dalle 8 alle 18 circa. Nel grafico sono presenti anche gli andamenti della potenza scambiata con la rete: si nota che dall'1 alle 8 viene assorbita potenza dalla rete, che alimenta totalmente il carico dalle 2 alle 6, probabilmente a causa della carica insufficiente delle batterie il giorno precedente; non vi sono invece immissioni in rete, indice di un'adeguata capacità di accumulo dell'energia prodotta in eccesso.

Gli scambi con la rete sono giustificati dal comportamento delle batterie, descritto in Figura 5-22: in effetti, a mezzanotte il livello di carica è piuttosto basso (30%) e alle 2 le batterie raggiungono il SOC minimo accettabile (20%), risultando inutilizzabili fino all'alba; questo è dovuto probabilmente a una scarsa produzione il giorno precedente. Durante la giornata, viene eseguita una carica completa tra le 8 e le 17, con una piccola immissione di potenza in rete quando viene raggiunto il 100% di carica; alle 18 la potenza prodotta diventa inferiore al carico e le batterie cominciano a scaricarsi, raggiungendo a mezzanotte un SOC piuttosto alto (più del 70%), adeguato ad alimentare il carico notturno fino all'alba del giorno successivo.

Nel bilancio energetico in Figura 5-23 si osserva che l'energia prodotta durante la giornata è leggermente superiore a quella consumata; tuttavia, solo il 60% circa di essa viene fornito direttamente al carico (34,8 MWh autoconsumati su 56,5 MWh prodotti), mentre la quota restante viene totalmente accumulata nelle batterie. Come mostrato anche dai grafici a torta in Figura 5-24, l'autosufficienza risulta molto elevata (85% del carico alimentato senza l'ausilio della rete), benché limitata dalla carenza di energia accumulata disponibile prima dell'alba.

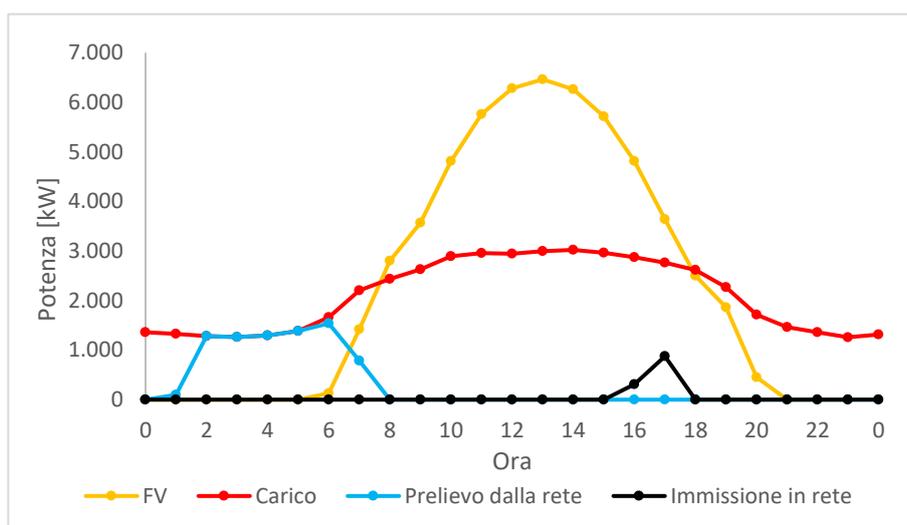


Figura 5-21: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 10/06/2022.

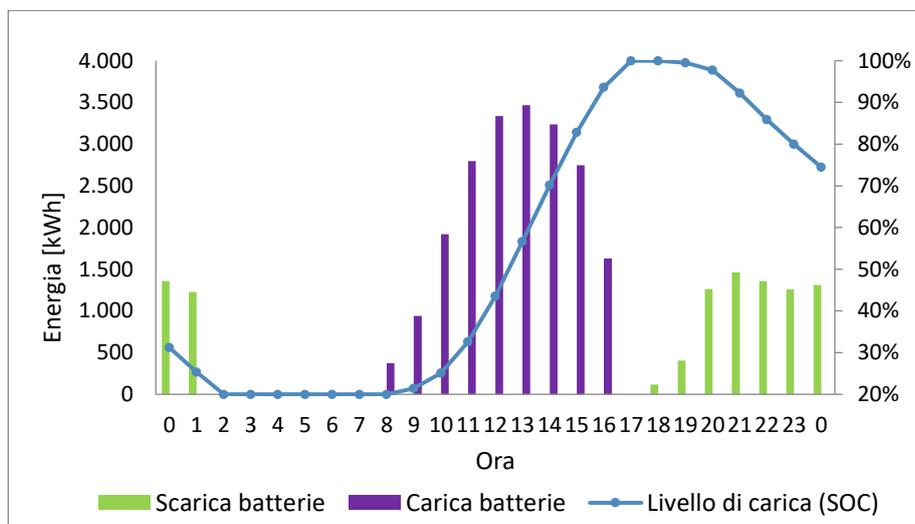


Figura 5-22: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 10/06/2022.

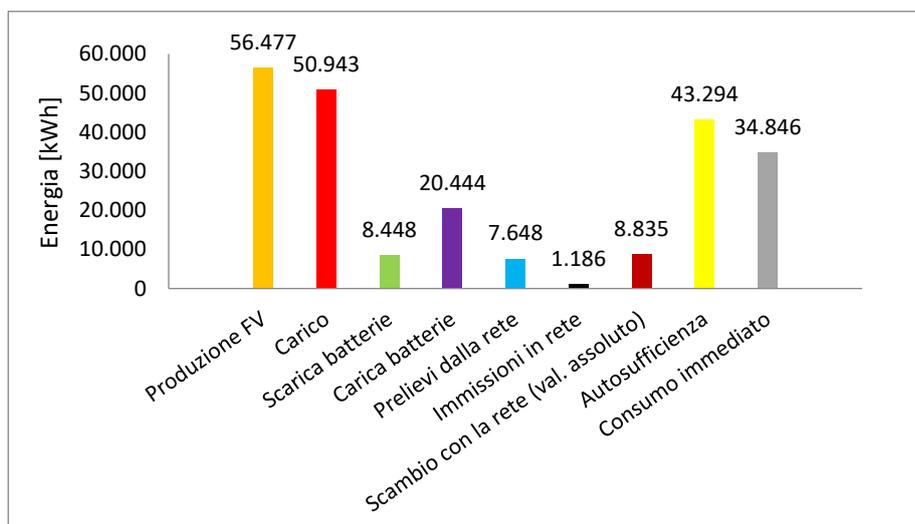


Figura 5-23: Bilancio energetico del giorno 10/06/2022.

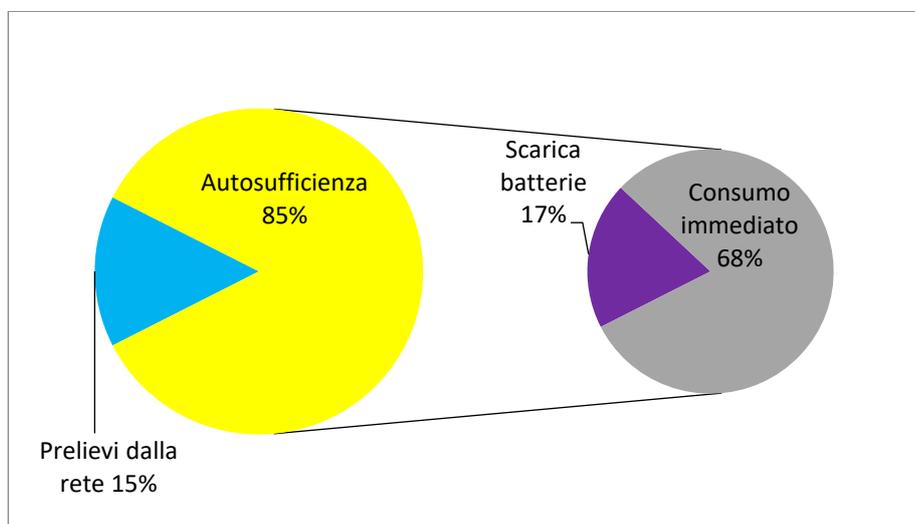


Figura 5-24: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 10/06/2022.

## 5.4.2 Esempio 2: giorno lavorativo con cielo parzialmente coperto

In una giornata con un carico simile ma una produzione insufficiente, si possono osservare una maggiore interazione con la rete e un diverso sfruttamento delle batterie.

Il profilo di produzione in Figura 5-25 presenta valori di potenza e fluttuazioni riconducibili a una giornata parzialmente nuvolosa e supera il profilo di carico solo per 3-4 ore complessive, con un eccesso di potenza massimo di appena 1 MW alle 12. Questo comporta un elevato assorbimento di energia dalla rete al mattino e nel tardo pomeriggio; dopo il tramonto, il carico è alimentato esclusivamente dalla rete.

In Figura 5-26 si nota che l'energia residua nelle batterie dal giorno precedente è sufficiente a coprire il carico notturno, ma non a compensare la scarsa produzione fotovoltaica nelle ore mattutine: dalle 9 alle 12, infatti, le batterie sono scariche e l'energia mancante per soddisfare il carico è prelevata dalla rete. Nelle poche ore in cui la generazione eccede il carico, le batterie si caricano di una modesta percentuale (è quindi evidente l'assenza di immissioni in rete), che viene rapidamente scaricata, e dalle 19 sono inutilizzabili fino al giorno dopo.

Dal bilancio energetico (Figura 5-27) risulta che l'energia prodotta è meno della metà del fabbisogno giornaliero e viene in gran parte autoconsumata, con una piccola quota usata per caricare le batterie. Il carico mantiene però una buona percentuale di autosufficienza (Figura 5-28), grazie soprattutto all'energia in eccesso accumulata il giorno precedente e utilizzata fino alle 9.

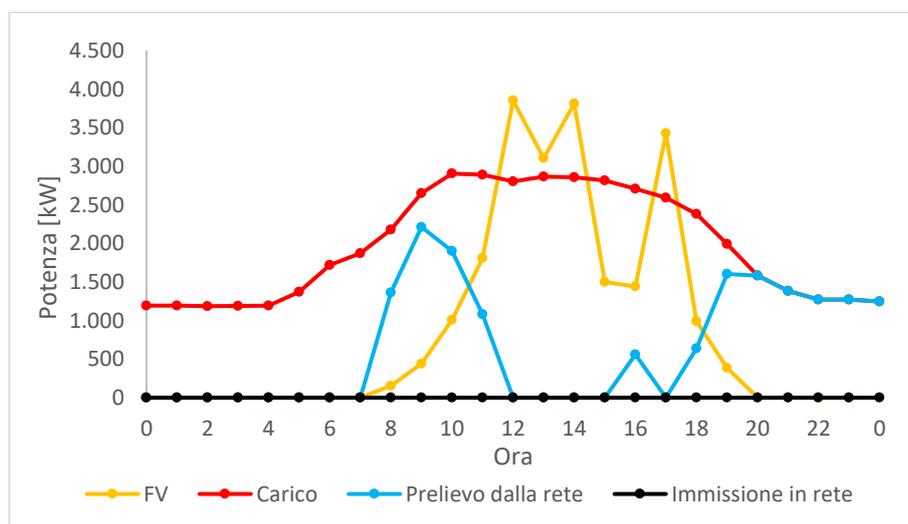


Figura 5-25: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 04/04/2022.

## Capitolo 5

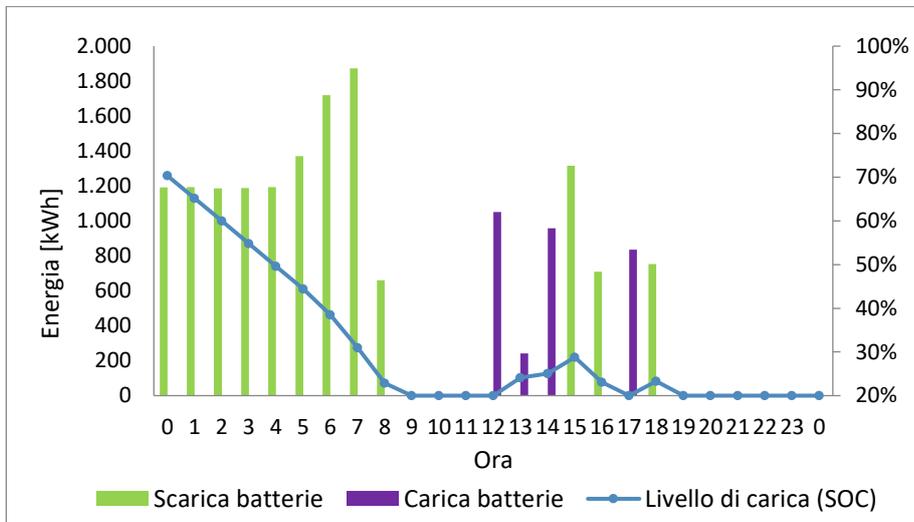


Figura 5-26: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 04/04/2022.

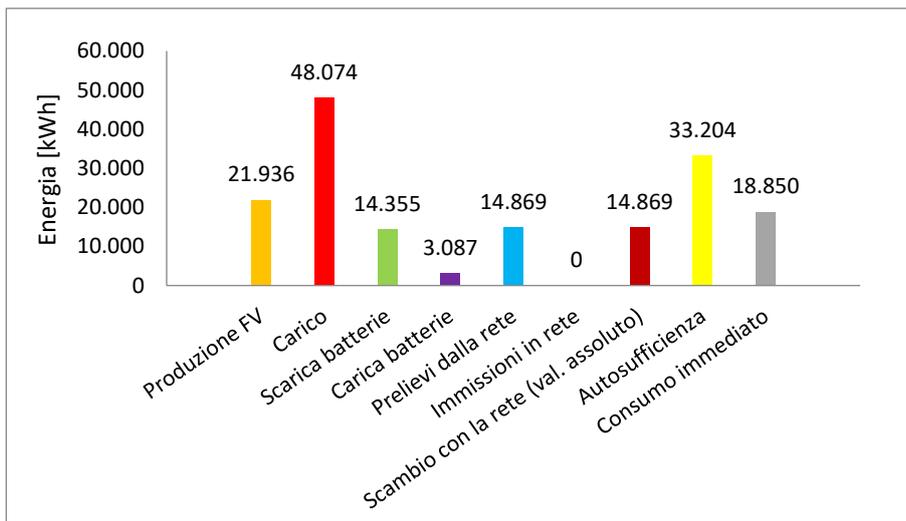


Figura 5-27: Bilancio energetico del giorno 04/04/2022.

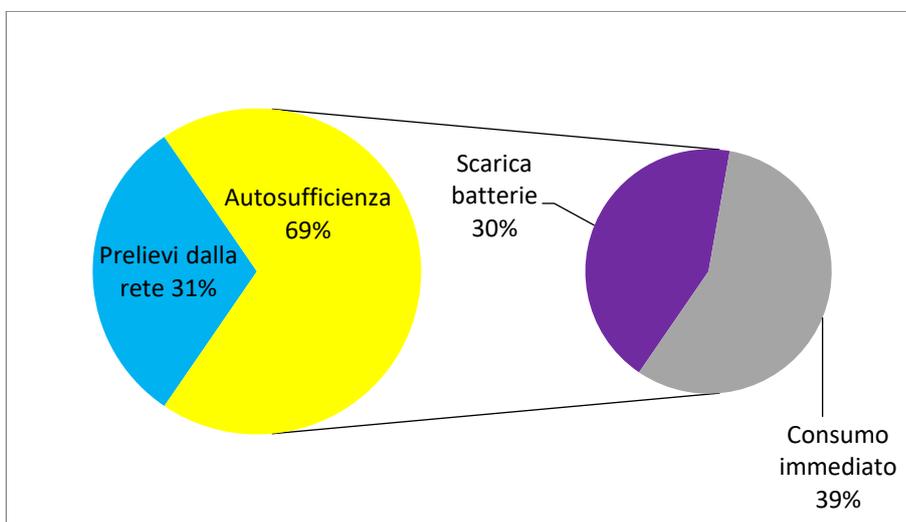


Figura 5-28: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 04/04/2022.

### 5.4.3 Esempio 3: giorno lavorativo con cielo molto coperto

In una giornata con cielo molto coperto, la potenza prodotta può risultare molto più bassa di quella richiesta dal carico, il quale sarà quindi alimentato quasi esclusivamente dalla rete, come nel caso in Figura 5-29. Dal profilo della potenza prelevata dalla rete e dai grafici in Figura 5-30 e Figura 5-31 risulta che, nel giorno considerato, la produzione FV copre solo il 5% dell'energia del carico, senza alcun ausilio delle batterie (motivo per cui si omette il grafico dei cicli di carica e scarica).

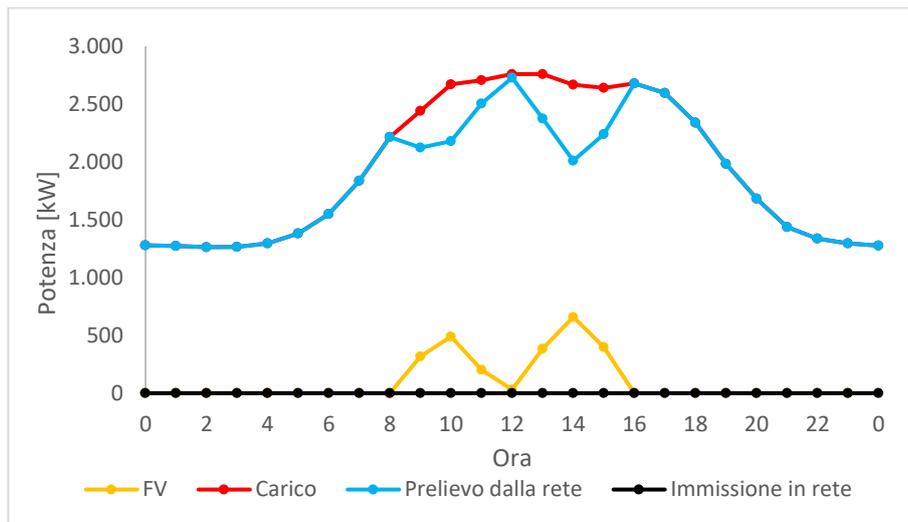


Figura 5-29: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 29/11/2022.

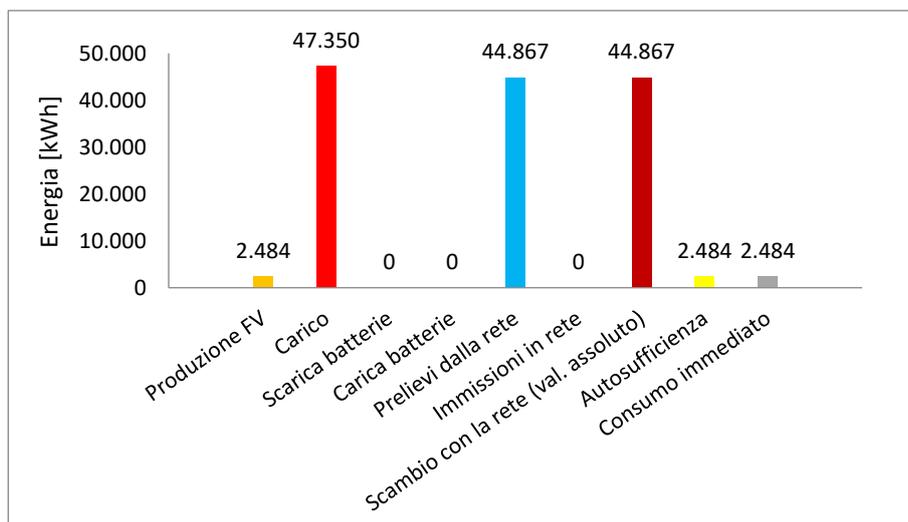


Figura 5-30: Bilancio energetico del giorno 29/11/2022.

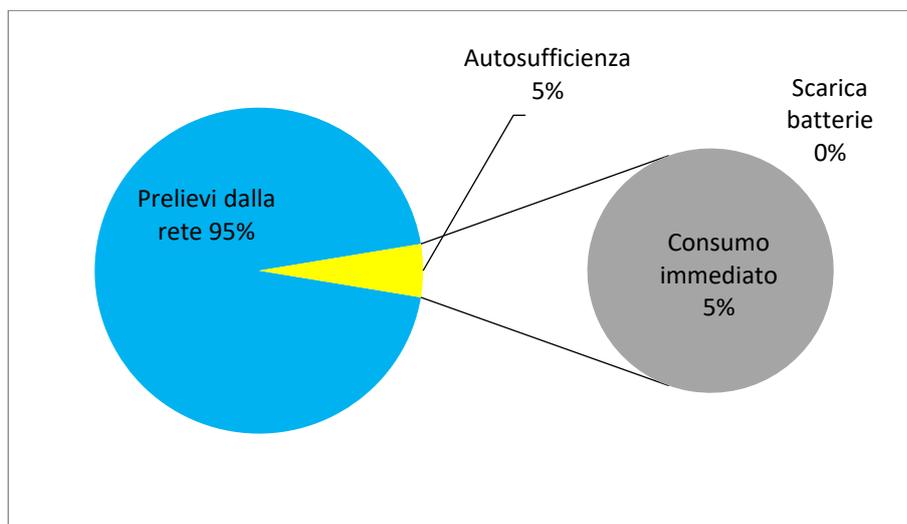


Figura 5-31: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 29/11/2022.

#### 5.4.4 Esempio 4: giorno festivo con cielo sereno

Come ultimo esempio, si sceglie un giorno con elevate immissioni in rete: il caso tipico è una giornata soleggiata di chiusura dell'ateneo. In Figura 5-32 sono rappresentati i profili di produzione e carico del 10/04/2022, una domenica soleggiata in cui si verifica la massima immissione di potenza in rete dell'anno: il carico è praticamente costante e poco superiore a 1 MW, mentre negli esempi precedenti si è visto che anche il carico base è leggermente superiore (1,3-1,5 MW), mentre la produzione è molto alta e raggiunge quasi i 7 MW alle 13 (mezzogiorno solare). Questo fa sì che l'elevata energia prodotta in eccesso carichi le batterie più rapidamente che nei giorni lavorativi e che dalle 13 alle 18 gli esuberi di potenza siano totalmente immessi in rete.

Nel ciclo di carica e scarica delle batterie in Figura 5-33: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 10/04/2022, si nota che l'energia caricata nel corso della giornata è quasi uguale all'energia scaricata: infatti, il livello di carica a mezzanotte è praticamente uguale a quello alla mezzanotte successiva. Non si verifica però un ciclo completo di carica/scarica, poiché al mattino le batterie iniziano a caricarsi quando hanno ancora un SOC residuo. Al pomeriggio, la capacità delle batterie non risulta sufficiente ad accumulare l'eccesso di energia prodotta, e il livello di carica si mantiene al 100% per 6 ore.

Il bilancio energetico della giornata (Figura 5-34) conferma la modesta differenza tra carica e scarica delle batterie. L'energia prodotta è circa il doppio di quella consumata, ma meno di un quarto di essa viene fornito direttamente al carico (13,4 MWh su 55,4 MWh) e quasi metà (26,1 MWh) viene immessa in rete. L'assenza di energia prelevata dalla rete significa che la generazione FV e le batterie assicurano in questo caso il 100% di autosufficienza (Figura 5-35), con il carico coperto per quasi metà dal consumo immediato dell'energia prodotta e per l'altra metà dalla scarica delle batterie.

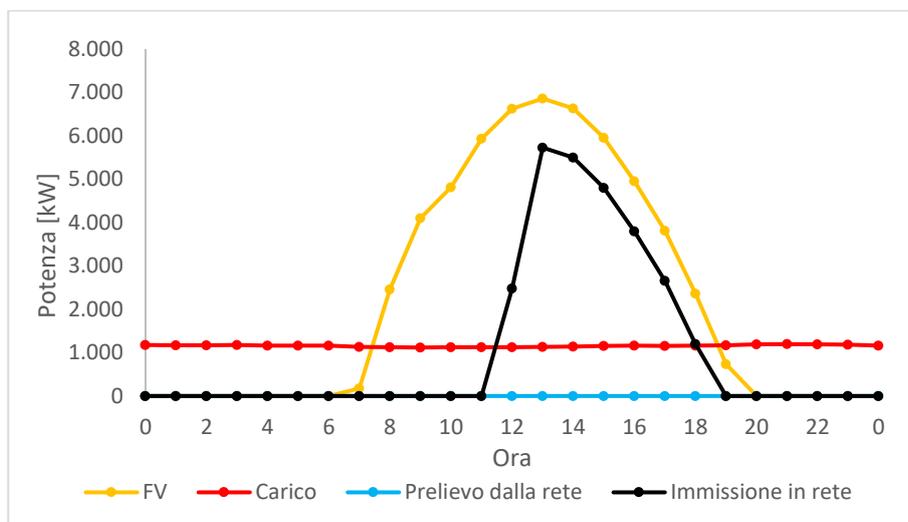


Figura 5-32: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 10/04/2022.

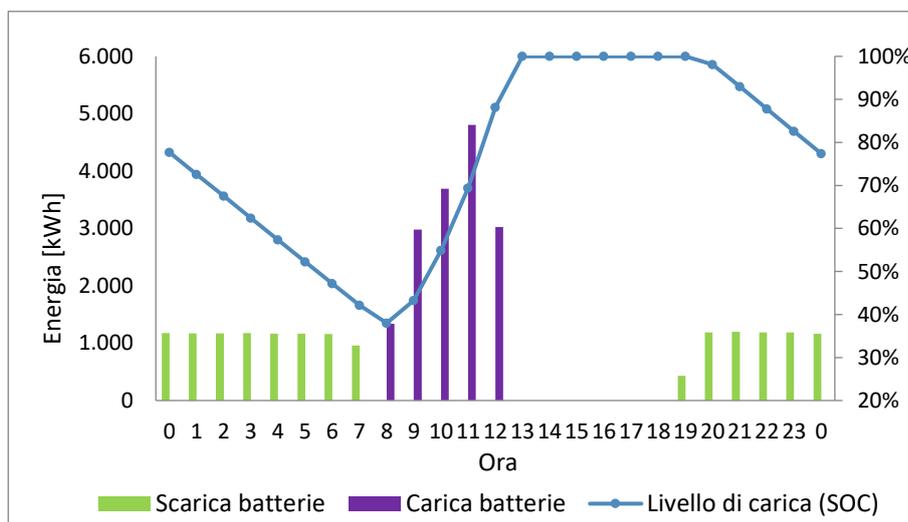


Figura 5-33: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 10/04/2022.

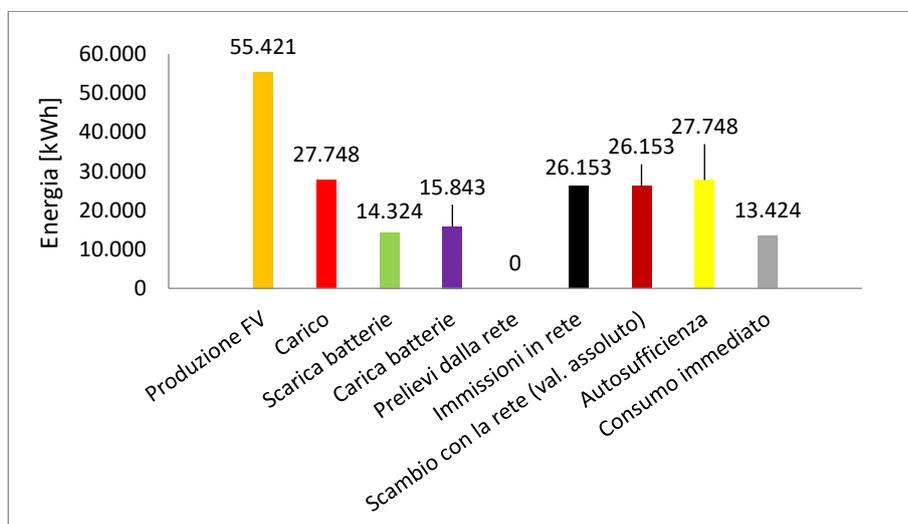


Figura 5-34: Bilancio energetico del giorno 10/04/2022.

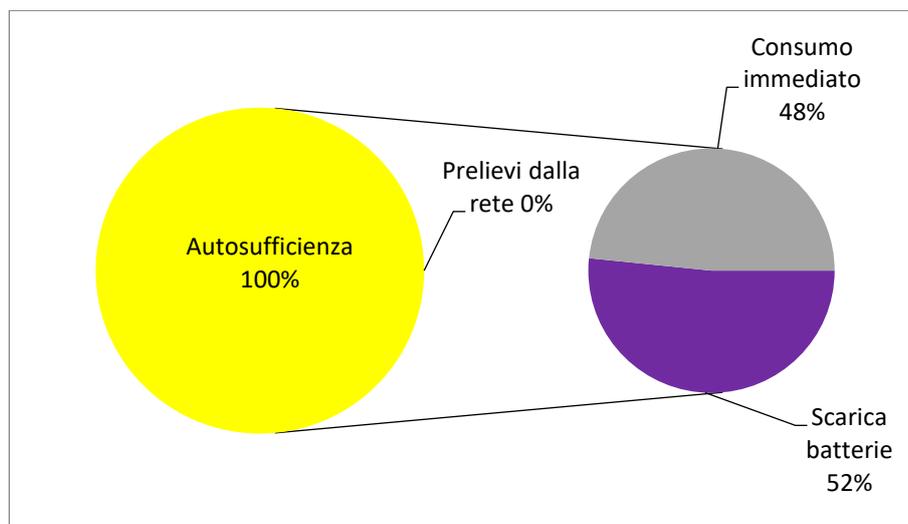


Figura 5-35: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 10/04/2022.

### 5.4.5 Analisi degli scambi con la rete

Dopo aver osservato diversi casi di interazione dell'impianto FV con la rete, è di interesse analizzare la frequenza (numero di ore annue) con cui si verificano scambi con la rete di un dato valore di potenza, ottenendo un'analisi statistica degli episodi di eccesso o carenza di produzione rispetto al carico.

L'analisi può essere utile per verificare il corretto dimensionamento della linea di collegamento alla rete di distribuzione e l'eventuale necessità di limitare la potenza immessa in rete. Infatti, la linea è dimensionata in base ai profili di carico, che limitano la potenza prelevata dalla rete a valori che non sovraccaricano la linea, a prescindere dalla generazione FV installata; al contrario, la potenza immessa in rete è fortemente legata alla taglia della generazione e dell'accumulo, e può raggiungere valori elevati che possono sovraccaricare la linea e causare problemi all'esercizio della rete di distribuzione, come il *reverse power flow*. Questo fenomeno può verificarsi in presenza di un sistema molto esteso di generazione distribuita: in assenza di essa, i flussi di potenza avvengono dalla rete di trasmissione alla rete di distribuzione; con la generazione distribuita, un eccesso di produzione da essa rispetto al carico locale può causare l'inversione di questi flussi di potenza e problemi alla regolazione e alla sicurezza dei sistemi di trasmissione e distribuzione.

In Figura 5-36 è rappresentata la distribuzione delle immissioni di potenza in rete: complessivamente, la frequenza delle immissioni è modesta (5,1%), grazie al lieve sottodimensionamento della generazione e a una buona capacità di accumulo. Per ragioni di scala, è stata omessa la colonna relativa alle ore senza immissioni in rete (8313 ore annue, ossia una frequenza del 94,9%). Si osserva inoltre che i casi di immissione in rete di valori di potenza molto superiori al picco del carico (3,5-4 MW) sono estremamente rari (56 ore annue sopra i 4 MW, con un'immissione massima di 5,7 MW), e si può ipotizzare che si verifichino prevalentemente in giorni di chiusura dell'ateneo con cielo soleggiato, come nell'esempio 4.

## Capitolo 5

Le ore di prelievo di potenza dalla rete, classificate in Figura 5-37, sono molto più frequenti (circa il 40% dell'anno), poiché il progetto prevede una riduzione dell'autosufficienza a favore di minori immissioni in rete. Tuttavia, si tratta nella maggioranza dei casi di potenze paragonabili a quelle del carico base, il che indica che il carico nelle ore di punta è prevalentemente coperto dalla generazione FV: in effetti, la massima potenza assorbita dalla rete (3,1 MW) è inferiore alla massima potenza del carico durante l'anno (3,8 MW).

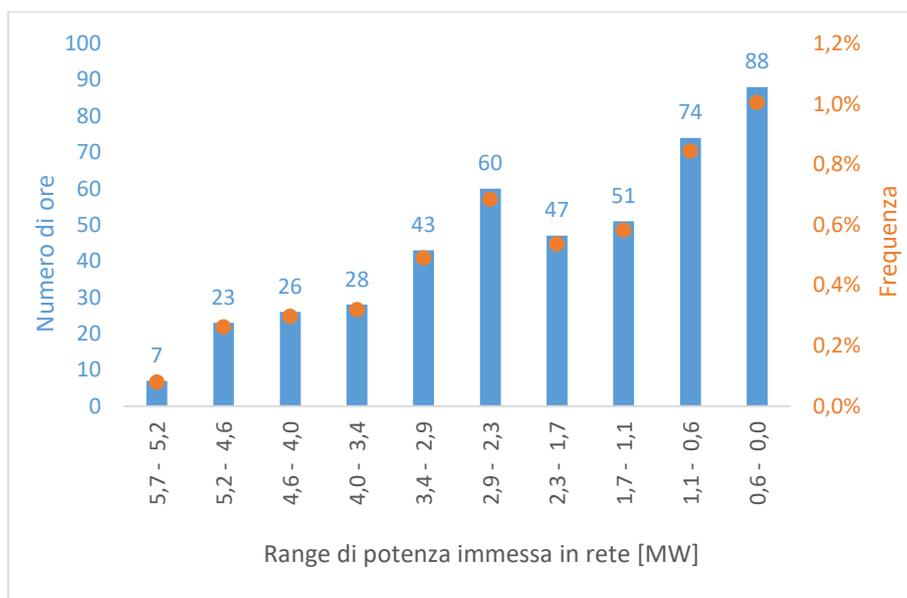


Figura 5-36: Frequenza delle immissioni di potenza in rete.

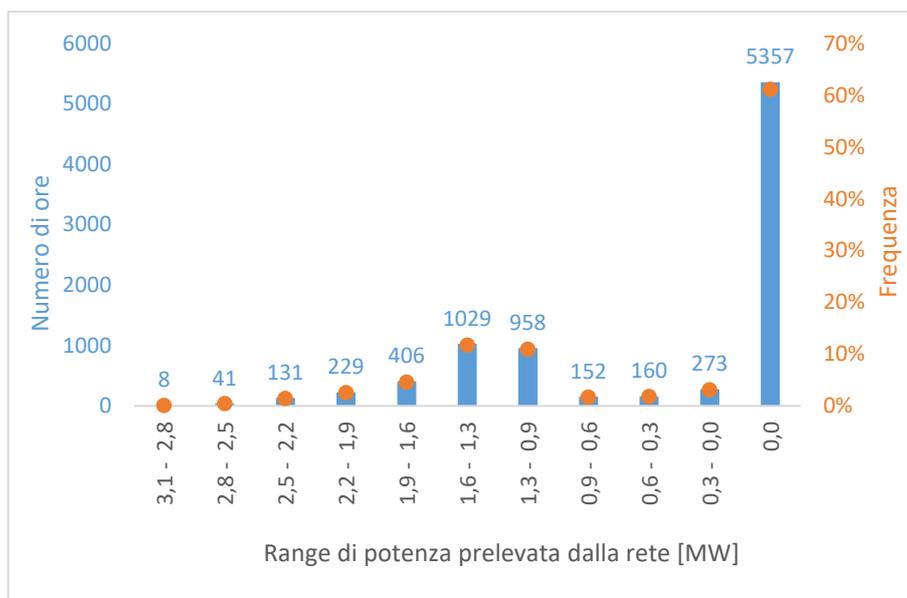


Figura 5-37: Frequenza dei prelievi di potenza dalla rete.

## 5.5 Progetto preliminare di un impianto modulare

A conclusione dello studio di fattibilità di un'espansione della generazione fotovoltaica nel campus, si propone il dimensionamento preliminare di una possibile configurazione d'impianto. Una soluzione tale da garantire elevata flessibilità e ragionevole in previsione di un'installazione graduale e di possibili espansioni future è quella di realizzare impianti con una struttura modulare, in cui ogni elemento è un campo FV con una taglia di qualche decina di kW gestito da un inverter indipendente e abbinato a un sistema di accumulo distribuito. Come riferimento per i componenti e gli schemi d'impianto, si utilizza l'impianto già esistente di taglia maggiore ("Ex tornerie", 600 kW).

### 5.5.1 Considerazioni sullo schema d'impianto

L'impianto "Ex tornerie" presenta una struttura modulare suddivisa in 27 generatori FV, ciascuno gestito da un inverter trifase indipendente da 20 o 25 kW. Gli inverter sono collegati in parallelo da due quadri d'impianto in bassa tensione, indicati come QFV1 e QFV2, cui afferiscono, rispettivamente, 14 e 13 inverter; la suddivisione è basata principalmente sulla realizzazione dell'impianto in due fasi, con una prima parte installata nel 2015 e connessa prevalentemente al QFV1 e una seconda parte installata nel 2016 e connessa prevalentemente al QFV2. Ciascun quadro è dotato di protezioni delle linee in uscita dagli inverter, un SPD, un multimetro digitale e un interruttore generale.

I due quadri sono collegati in parallelo da un quadro generale a monte (QGBTfV), che è connesso in parallelo alla rete tramite un trasformatore MT/BT in una cabina privata del Politecnico.

Per replicare tale struttura nel progetto di un impianto *large-scale*, conviene prevedere quadri d'impianto e inverter con potenze maggiori, pur mantenendo una struttura modulare: per esempio, la potenza da installare potrebbe essere divisa in impianti da 500 kW o 1 MW, anche localizzati in aree diverse dell'ateneo, ciascuno connesso alla rete con un trasformatore MT/BT diverso e costituito da un quadro che connette in parallelo 10 o 20 inverter da 50 kW.

Una struttura modulare può essere proposta anche per il sistema di accumulo, distribuendo la capacità richiesta tra gli impianti FV indipendenti. Ogni gruppo di accumulo avrà quindi una capacità dell'ordine dei MWh, che può essere ottenuta con alcune decine di rack di batterie connesse a un inverter per batterie centralizzato. Date le potenze in gioco, potrebbe essere conveniente collegare l'inverter direttamente alla rete tramite un trasformatore MT/BT indipendente, piuttosto che a un quadro d'impianto.

Con riferimento al caso 4, un'ipotesi di dimensionamento degli impianti FV e dei gruppi di accumulo potrebbe prevedere 8 impianti da 1 MW, per ottenere la potenza di 8 MW da installare in aggiunta a quella già presente per ottenere i 9 MW di progetto. L'accumulo da 23 MWh può quindi essere suddiviso in 8 gruppi da 2,875 MWh ciascuno.

## 5.5.2 Dimensionamento dei moduli e dell'inverter

L'unità modulare di generazione è costituita da un campo FV da 50 kW<sub>p</sub>, con moduli al silicio monocristallino ad alta efficienza e un inverter trifase di taglia compatibile con ingresso multi-MPPT, in modo da ottimizzare la gestione della potenza delle stringhe.

Si scelgono quindi moduli Sunpower Maxeon 3 da 400 W<sub>p</sub> (modello SPR3-MAX-400 [24]) e l'inverter SMA Sunny Tripower CORE1 da 50 kW (STP 50-41 [11]). Quest'ultimo è un inverter trifase senza trasformatore dotato, in particolare, di:

- ingresso con 6 MPPT indipendenti da 2 stringhe ciascuno;
- sezionatore DC integrato;
- monitoraggio dei guasti a terra;
- protezione da inversione di polarità DC;
- protezione da guasto dovuto ad arco elettrico;
- scaricatori di sovratensioni di tipo II lato DC e lato AC;
- sistema di gestione delle ombre SMA ShadeFix.

In base alle caratteristiche tecniche dei moduli e dell'inverter, una configurazione d'impianto accettabile prevede 132 moduli suddivisi in 12 stringhe da 11 moduli ciascuna, per una potenza di picco totale di 52,8 kW<sub>p</sub> (Tabella 5-13).

Tabella 5-13: Caratteristiche tecniche e dimensionamento dell'impianto modulare.

Modulo Sunpower SPR-MAX3-400		
Potenza nominale P <sub>m</sub>	400 W <sub>p</sub>	Input
Tolleranza	"5% / 0%"	Input
Lunghezza	1,69 m	Input
Larghezza	1,046 m	Input
Superficie	1,768 m <sup>2</sup>	Output
Efficienza	22,6%	Output
Peso	19 kg	Input
Lato cella	125 mm	Input
N° celle	104	Input
Corrente di corto circuito I <sub>sc</sub>	6,58 A	Input
Tensione a circuito aperto V <sub>oc</sub>	75,6 V	Input
Corrente nel punto di potenza massima I <sub>m</sub>	6,08 A	Input
Tensione nel punto di potenza massima V <sub>m</sub>	65,8 V	Input
Coefficiente termico di P <sub>m</sub>	-0,27%	Input
Coefficiente termico di I <sub>sc</sub>	0,00382 A/°C	Input
Coefficiente termico di V <sub>oc</sub>	-0,178 V/°C	Input
Fill Factor FF	80,4%	Output
Rapporto potenza / peso	21,1 W/kg	Output

**SMA Sunny Tripower CORE1**

Potenza nominale Pac	50000 VA	Input
range MPPT (V)	500 800	Input
Tensione massima Vdc	1000 V	Input
Corrente massima Idc	180 A	Input
Efficienza Europea	97,8%	Input
Tensione di rete Vac	400V-50Hz	Input
Fattore di potenza PF	1	Input

**Array fotovoltaico**

N° totale di moduli	132	Input
N° di moduli / stringa	11	Input
N° di stringhe	12	Output
Potenza totale array Pm(a) tot	52800 Wp	Output
Superficie totale	233 m <sup>2</sup>	Output
Peso totale	2508 kg	Output
Tensione nominale di stringa Vn	724 V	Output
Tensione nominale a vuoto Voc (di stringa)	832 V	Output
Tensione minima Vn (+75 °C)	626 V	Output OK
Tensione massima Vn (-10 °C)	792 V	Output OK
Tensione massima a vuoto Voc (-10 °C)	900 V	Output OK
Corrente massima In (+75°C, 1100 W/m <sup>2</sup> )	82,8 A	Output OK
<b>Rapporto Pinv / Pm tot (0.9-1.1)</b>	94,7%	Output OK

### 5.5.3 Dimensionamento dei cavi

*Cavi lato DC*

Sul lato continua si utilizzano cavi solari unipolari in doppio isolamento. Il collegamento in serie tra i moduli di ciascuna stringa è effettuato tramite i cavi unipolari integrati nelle scatole di giunzione. Per i cavi di stringa, si può impiegare il modello FG21M21 utilizzato nell'impianto "Ex tornerie". Il cavo ha massima tensione ammissibile di 1800 V in continua, compatibile con la massima tensione a vuoto di stringa calcolata in Tabella 5-13. La corrente d'impiego dei cavi di stringa è calcolata con la (2-7):

$$I_b = 1,25I_{sc}(STC) = 1,25 \cdot 6,58 = 8,23 \text{ A}$$

Essa risulta inferiore alla portata del cavo con sezione minima disponibile nel catalogo (30 A con sezione 1,5 mm<sup>2</sup>). Tuttavia, per limitare la resistenza del cavo e le cadute di tensione, è opportuno scegliere un valore più cautelativo di sezione: si opta per la sezione di 4 mm<sup>2</sup> (con portata 55 A), scelta anche nell'impianto di riferimento con una corrente di stringa simile. Si assume la medesima sezione per i cavi dei moduli, non essendo specificata nella scheda tecnica.

*Cavi lato AC*

Per il collegamento degli inverter FV ai quadri d'impianto, si impiegano cavi multipolari (o unipolari, per sezioni a partire da 35 mm<sup>2</sup>) isolati in EPR di tipo FG7(O)M1, posati in aria libera su passerella. La corrente d'impiego è pari alla corrente nominale dell'inverter (72,5 A). La minima sezione utile, nelle suddette condizioni di posa, è 16 mm<sup>2</sup> (portata 75 A); ipotizzando una posa di più cavi in fascio, si può prendere più cautelativamente la sezione successiva (25 mm<sup>2</sup>, portata 100 A).

Si dimensiona quindi il cavo che collega il quadro d'impianto al trasformatore MT/BT. Nell'ipotesi di un quadro che raccoglie 20 inverter, per una potenza complessiva di 1 MW, la corrente d'impiego vale:

$$I_b = \frac{P_{quadro}}{\sqrt{3}V_n \cos\varphi} = \frac{1 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 1443 \text{ A}$$

Per una corrente di tale intensità, conviene utilizzare cavi unipolari con più conduttori per fase in parallelo. Una possibile soluzione sono 3 conduttori da 300 mm<sup>2</sup> per fase, 2 per il neutro e 2 per il PE, con una portata totale di 2109 A.

*Verifica della caduta di tensione*

Per il calcolo della caduta di tensione tramite le formule (2-12) per i circuiti in continua e (2-13) per quelli in alternata, si stima una lunghezza dei cablaggi di 11 m per i cavi tra i moduli (ogni modulo, infatti, è dotato di una coppia di cavi unipolari da 1 m), 30 m per i cavi di stringa, 50 m per i cavi in alternata degli inverter e 100 m per i cavi tra quadro e trasformatore. Sul lato alternata, si suppone un fattore di potenza unitario. I valori di resistenza utilizzati sono riferiti al catalogo Prysmian. [25]

Pur avendo scelto portate con un margine molto ampio rispetto alle correnti d'impiego, la caduta di tensione complessiva tra lato DC e lato AC (calcolata in Tabella 5-14) è molto superiore al 2%, con il contributo maggiore dato dalle linee in alternata, in quanto più lunghe e con correnti almeno un ordine di grandezza superiori rispetto al lato continua. Si ricorre quindi ad aumentare la sezione dei cavi di stringa e di quelli in alternata: una caduta di tensione accettabile si ottiene con cavi di stringa da 6 mm<sup>2</sup>, un cavo inverter da 70 mm<sup>2</sup> e 5 conduttori da 300 mm<sup>2</sup> per fase, 3 per il neutro e 3 per il PE nella linea dal quadro al trasformatore (Tabella 5-15).

Tabella 5-14: Calcolo della caduta di tensione nell'impianto FV modulare.

Tratto	Lunghezza [m]	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Corrente [A]	Tensione [V]	Resistenza [mΩ/m]	ΔV%
Cavi solari moduli	11	4	6,08	723,8	6,31	<b>0,12</b>
Cavi solari stringa	30	4	6,08	723,8	6,31	<b>0,32</b>
Totale DC	-	-	-	-	-	<b>0,43</b>

Cavo inverter AC	50	25	72,5	400	0,990	<b>1,55</b>
Cavo quadro-trafo	100	900	1443	400	0,0283	<b>1,77</b>
Totale AC	-	-	-	-	-	<b>3,32</b>
Totale DC+AC	-	-	-	-	-	<b>3,76</b>

Tabella 5-15: Calcolo della caduta di tensione con modifiche alle sezioni.

Tratto	Lunghezza [m]	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Corrente [A]	Tensione [V]	Resistenza [mΩ/m]	$\Delta V\%$
Cavi solari moduli	11	4	6,08	723,8	6,31	<b>0,12</b>
Cavi solari stringa	30	6	6,08	723,8	4,20	<b>0,21</b>
Totale DC	-	-	-	-	-	<b>0,33</b>
Cavo inverter AC	50	70	72,5	400	0,350	<b>0,55</b>
Cavo quadro-trafo	100	1500	1443	400	0,0170	<b>1,06</b>
Totale AC	-	-	-	-	-	<b>1,61</b>
Totale DC+AC	-	-	-	-	-	<b>1,94</b>

#### 5.5.4 Dimensionamento delle batterie

Per ottimizzare la gestione dei cicli di carica e scarica, il sistema di accumulo deve presentare una struttura distribuita con inverter di taglia più rilevante di quelli degli impianti fotovoltaici: conviene infatti collegare qualche decina di inverter FV a uno stesso quadro BT e, in corrispondenza di tale quadro, prevedere un gruppo di accumulo centralizzato con capacità dell'ordine dei MW.

Una buona soluzione di unità di accumulo è l'inverter SMA Sunny Central Storage 2200 [26] con rack di batterie Pylontech Powercube M1 [27]. L'inverter è dotato di 26 ingressi e sezionatore lato DC, interruttore automatico lato AC e scaricatori di sovratensione a entrambe le interfacce. Il rack può alloggiare fino a 23 moduli di batterie agli ioni di litio LFP in serie, ciascuno con capacità 4,74 kWh e tensione nominale 32 V (modello H32148) e un sistema di controllo della carica, monitoraggio e bilanciamento delle celle (modello SC1000-200).

In Tabella 5-16 è riportato il dimensionamento del gruppo di accumulo. Utilizzando un rack con il massimo numero di moduli per ogni ingresso dell'inverter, si ottiene una capacità di accumulo di 2834,52 kWh per ciascun gruppo di accumulo elettrochimico afferente a un singolo inverter. Si nota che la massima potenza di scarica è pari a 2834,52 kW, poiché le batterie hanno un *C-rate* massimo di 1C: l'inverter risulta quindi sottodimensionato. Tuttavia, se l'accumulo fotovoltaico è dimensionato per avere un'autonomia giornaliera, come nei casi analizzati al paragrafo 5.3, è molto raro che le batterie si carichino o scarichino con un *C-rate* così alto: nel caso 4, per esempio, è stata calcolata per l'intero sistema di accumulo da 23 MWh una potenza massima di 5,7 MW (pari a 0,25C)

in carica e 3,2 MW (pari a 0,14C) in scarica. Pertanto, è ragionevole pensare che l'uso di inverter sottodimensionati non crei problemi alla gestione della carica delle batterie, e che anzi permetta di evitare un'efficienza di conversione troppo bassa dovuta al funzionamento a basso carico. In questo caso, la scelta di un inverter sottodimensionato è anche motivata dal fatto che i modelli di taglia superiore hanno una tensione minima superiore a quella dei rack di batterie.

Tabella 5-16: Caratteristiche e dimensionamento del gruppo di accumulo modulare.

**Modulo batteria Pylontech H32148**

Capacità energetica	4,74 kWh	Input
Capacità di carica	148 Ah	Input
Lunghezza	330 mm	Input
Larghezza	628 mm	Input
Altezza	150,5 mm	Input
Volume	31,19 L	Output
Peso	47 kg	Input
Densità di energia volumetrica	152 Wh/L	Output
Densità di energia gravimetrica	101 Wh/kg	Output
Tensione nominale	32 V	Input
Tensione minima di scarica	27 V	Input
Tensione massima di carica	36 V	Input
C-rate standard	0,2	Input
C-rate normale	0,5	Input
C-rate massimo	1	Input
Potenza massima	4,74 kW	Output
Corrente massima	148 A	Output

**SMA Sunny Central Storage 2200**

Potenza nominale Pac	2200 kVA	Input
Range tensioni DC [V]	570 950	Input
Corrente massima Idc	4120 A	Input
Efficienza Europea	98,4%	Input
Tensione di rete Vac	385V-50Hz	Input
Fattore di potenza PF	1	Input

**Gruppo di accumulo elettrochimico**

N° totale di moduli	598	Input
N° di moduli / rack	23	Input
N° di ingressi (rack)	26	Output
Capacità totale gruppo	2834,52 kWh	Output
Peso totale	28106 kg	Output
Tensione nominale rack	736 V	Output
Tensione minima rack	621 V	Output OK
Tensione massima rack	828 V	Output OK
Corrente massima gruppo	2459,6 A	Output OK
Potenza massima gruppo	2834,52 kW	Output
Rapporto P <sub>inv</sub> / P <sub>m tot</sub> (0.9-1.1)	77,6%	Output ERRORE!

### 5.5.5 Dimensionamento delle protezioni

#### *Protezioni del campo FV e dell'inverter*

I dispositivi di sezionamento e protezione lato continua possono essere evitati, in quanto l'inverter è dotato di un sezionatore DC integrato e ciascun MPPT indipendente riceve 2 stringhe in parallelo e rispetta quindi il criterio (2-17). Non sono inoltre necessari scaricatori di sovratensione, poiché integrati anch'essi nell'inverter, sia all'interfaccia DC sia all'interfaccia AC.

#### *Protezioni della linea in uscita dall'inverter*

All'uscita AC dell'inverter è richiesto il sezionamento. L'inverter è senza trasformatore, ma dal costruttore è specificato che è dotato di un sistema di monitoraggio e interruzione delle correnti differenziali alternate e continue, con soglia di intervento a 30 mA, e non è dunque necessario un interruttore differenziale aggiuntivo. Si può quindi utilizzare un semplice interruttore di manovra-sezionatore con corrente nominale  $I_n$  superiore alla corrente nominale dell'inverter: un esempio può essere l'interruttore Schneider iSW tetrapolare da 100 A. [28]

La linea deve essere inoltre protetta contro sovracorrenti e contatti indiretti con un dispositivo installato nel quadro d'impianto. La protezione contro le sovracorrenti richiede un interruttore magnetotermico con una corrente nominale che, secondo il criterio (2-25), con la corrente d'impiego e la portata scelte può assumere i valori standard di 80 A oppure 100 A. Per la verifica della protezione contro il cortocircuito, si valutano le correnti di cortocircuito massima ( $I_{cc,max}$ , trifase a valle dell'interruttore) e minima ( $I_{cc,min}$ , monofase a fondo linea) della linea dell'inverter, supponendo due diverse taglie del trasformatore MT/BT (1250 kVA e 1600 kVA) e una potenza di cortocircuito  $S_{cc}$  della rete a monte di 300 MVA. Come componenti di riferimento si utilizzano i cavi Prysmian FG70RM1 [25] e i trasformatori in resina BTicino Green T.HE di classe di isolamento 24 kV [29].

Considerando l'impedenza della rete a monte  $\bar{Z}_r$  (qui assunta come puramente induttiva), del trasformatore  $\bar{Z}_t$ , delle fasi e del neutro della linea dal trasformatore al quadro  $\bar{Z}_{l1f}$  e  $\bar{Z}_{l1n}$  e della linea dal quadro all'inverter  $\bar{Z}_{l2}$  (uguale per fase e neutro), la massima corrente di cortocircuito vale:

$$I_{cc,max} = \frac{V_{BT}}{\sqrt{3}|\bar{Z}_r + \bar{Z}_t + \bar{Z}_{l1f}|} \quad (5-30)$$

E la minima corrente di cortocircuito:

$$I_{cc,min} = \frac{V_{BT}}{\sqrt{3}|\bar{Z}_r + \bar{Z}_t + \bar{Z}_{l1f} + \bar{Z}_{l1n} + 2\bar{Z}_{l2}|} \quad (5-31)$$

Dai calcoli in Tabella 5-17 risultano correnti di cortocircuito maggiori nel caso con trasformatore da 1600 kVA, poiché l'impedenza del trasformatore tende a ridursi all'aumentare della taglia.

Tabella 5-17: Calcolo della massima e minima corrente di cortocircuito con due possibili taglie di trasformatore MT/BT.

Potenza di cortocircuito $S_{cc}$	[MVA]	300	300
Reattanza rete a monte $X_r$	[mΩ]	0,53	0,53
Potenza nominale trafo	[kVA]	1250	1600
Corrente nominale trafo	[A]	1804	2309
Perdite in cortocircuito $P_{cc}$	[kW]	11	13
Tensione di cortocircuito $v_{cc\%}$		6%	6%
Impedenza trafo $Z_t$	[mΩ]	7,68	6,00
Resistenza trafo $R_t$	[mΩ]	1,13	0,81
Reattanza trafo $X_t$	[mΩ]	7,60	5,94
Resistenza fase linea trafo $R_{l1}$	[mΩ]	1,70	1,70
Reattanza fase linea trafo $X_{l1}$	[mΩ]	1,64	1,64
Resistenza neutro linea trafo $R_{l1}$	[mΩ]	2,83	2,83
Reattanza neutro linea trafo $X_{l1}$	[mΩ]	2,73	2,73
Resistenza linea inverter $R_{l2}$	[mΩ]	17,5	17,5
Reattanza linea inverter $X_{l2}$	[mΩ]	4,6	4,6
Resistenza trifase totale	[mΩ]	2,83	2,51
Reattanza trifase totale	[mΩ]	9,77	8,12
Impedenza trifase totale	[mΩ]	11,23	9,55
<b>Corrente di cto-cto massima <math>I_{ccmax}</math></b>	<b>[kA]</b>	<b>22,71</b>	<b>27,18</b>
Resistenza monofase totale	[mΩ]	40,66	40,35
Reattanza monofase totale	[mΩ]	21,70	20,05
Impedenza monofase totale	[mΩ]	46,09	45,05
<b>Corrente di cto-cto minima <math>I_{ccmin}</math></b>	<b>[kA]</b>	<b>5,01</b>	<b>5,13</b>

Dispositivi compatibili con le due configurazioni scelte sono:

- l'interruttore Schneider NG125N da 80 A, con potere di interruzione  $I_{cu}$  di 25 kA e curva d'intervento C, per la prima;
- l'interruttore Schneider NG125L da 80 A, con potere di interruzione  $I_{cu}$  di 50 kA e curva d'intervento C, per la seconda. [28]

In corrispondenza della  $I_{cc,max}$ , l'interruttore ha in entrambi i casi un'energia specifica passante  $I^2t$  inferiore a  $2 \cdot 10^5 \text{ A}^2\text{s}$ , da confrontare con la massima energia specifica sopportabile dal cavo, che con isolamento in EPR vale:

$$K^2 S^2 = 143^2 \cdot 70^2 = 1,0 \cdot 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

Il valore è tre ordini di grandezza superiore alla massima  $I^2t$  dell'interruttore, e quindi il criterio dell'energia specifica passante è verificato.

Per la protezione contro i contatti indiretti, essendo il sistema distributivo di tipo TN-S, il magnetotermico è sufficiente se è verificato il criterio (2-28) dell'anello di guasto. Supponendo che

il conduttore di protezione (PE) abbia la stessa sezione e lo stesso numero di conduttori del neutro, l'impedenza dell'anello di guasto coincide con quella del cortocircuito monofase e il termine  $\frac{U_0}{Z_s}$  è pari alla minima corrente di cortocircuito: quest'ultima è superiore alla soglia magnetica, quindi il tempo di intervento è rispettato. Tuttavia, tenendo conto di possibili variazioni nella configurazione d'impianto, si può comunque prevedere un interruttore differenziale: al magnetotermico scelto può essere abbinato il blocco differenziale Vigi NG125 di tipo A con soglia d'intervento a 300 mA, tipica dei circuiti distributivi.

### 5.5.6 Verifica del dimensionamento con software i-Project

I calcoli effettuati sulle linee in alternata nei paragrafi precedenti possono essere verificati tramite il software gratuito i-Project di Schneider Electric, che consente il dimensionamento automatico di cavi e protezioni di quadri BT e MT e l'elaborazione automatica degli schemi unifilari.

Inserendo i dati del trasformatore e delle linee scelti nel dimensionamento manuale, le cadute di tensione e le correnti di cortocircuito ottenute dal software (Tabella 5-18) sono coerenti con quelle calcolate precedentemente, con lievi differenze accettabili nella caduta di tensione lato AC (0,14 punti percentuali in meno) e nella massima corrente di cortocircuito della linea tra inverter e quadro (valori superiori di circa il 10% per entrambe le taglie dei trasformatori). Queste sono dovute probabilmente a valori leggermente diversi di impedenza dei cavi: nel software non è infatti disponibile il tipo FG7(O)M1, e in sostituzione è stato usato per i calcoli il modello FG16M16. Differenze maggiori si osservano nella corrente di cortocircuito fase-neutro a fondo linea: il software fornisce due valori, uno molto maggiore ("I<sub>cc</sub> L-N") e uno molto minore ("I<sub>cc</sub> min L-N") rispetto alla  $I_{cc,min}$  calcolata in precedenza. Questo errore potrebbe essere dovuto a metodi di calcolo diversi.

In ogni caso, le correnti di cortocircuito calcolate da i-Project risultano ancora compatibili con gli interruttori individuati in precedenza per le linee tra gli inverter e il quadro di campo: il software, infatti, sceglie automaticamente il modello NGL125N nel caso con trasformatore da 1250 kVA e NGL125L nel caso con 1600 kVA.

Tabella 5-18: Cadute di tensione e correnti di cortocircuito calcolate dal software i-Project.

Potenza nominale trafo [kVA]	1250	1600
Caduta di tensione linea inverter-quadro	0,51%	0,51%
Caduta di tensione linea quadro-trafo	0,96%	0,96%
Caduta di tensione totale lato AC	1,47%	1,47%
Corrente di cto-cto massima $I_{cc,max}$ [kA]	24,82	29,70
Corrente di cto-cto minima "I <sub>cc</sub> min L-N" [kA]	3,33	3,38
Corrente di cto-cto minima "I <sub>cc</sub> L-N" [kA]	6,64	6,86

In Figura 5-38 è rappresentata una sezione dello schema unifilare del quadro d'impianto, indicato come QGBTfV (Quadro Generale Impianto FV), elaborato da i-Project, con la linea in arrivo dal trasformatore, un sezionatore generale (NS1600NA) e 2 delle 20 linee provenienti dagli inverter.

## Capitolo 5

Nella tabella sotto lo schema sono riassunte le caratteristiche delle condutture e dei dispositivi di protezione di ciascuna linea. Ovviamente, in base alle ipotesi di progetto, le linee non rappresentate hanno le stesse caratteristiche di quelle nelle colonne 3 e 4.

RIF. QUADRO	[QGBTfV]			1	2	3	4							
* Selettività ** Filiazione (valore in kA)														
NUMERAZIONE MORSETTI														
NUMERAZIONE CIRCUITO	DISTRIBUZIONE	1		L1/L2/L3/PE	1	L1/L2/L3/N	2	L1/L2/L3/PE	3	L1/L2/L3/PE				
DESCRIZIONE CIRCUITO		1		1		2		3		3				
TIPO APPARECCHIO		NS1600NA		NG125 N		NG125 N		NG125 N		NG125 N				
INTERRUTTORE <small>Icu - CEI EN 60947-2 Icn - CEI EN 60898-1</small>	Icu [kA] / Icn [A]				1600		25		25		25			
	N. POLI				4P		4P		4P		4P			
	CURVA/SGANCIATORE				C		C		C		C			
	I <sub>r</sub> [A]				80		80		80		80			
	I <sub>sd</sub> [A]				800		800		800		800			
	I <sub>g</sub> [A]													
DIFFERENZIALE	TIPO				Vigi		A SI I/S/R		Vigi		A SI I/S/R			
	I <sub>dn</sub> [A]				0,3		0		0,3		0			
CONTATTORE		TIPO												
TELERUTTORE		BOBINA [V]												
TERMICO		TIPO												
FUSIBILE		N. POLI												
ALTRE APP.		TIPO												
CONDUTTURA	TIPO ISOLAMENTO		EPR		13		EPR		13		EPR		13	
	SEZIONE FASE-N-PE/PEN [mmq]		5x300		3x300		3x300		1x70		1x70		1x35	
	I <sub>b</sub> [A]		1449,3		2760		2760		72,2		279		72,2	
	U <sub>n</sub> [V]		400		1000		1000		400		50		400	
	P [kW]		14		24,8		24,8		3,3		11,8		3,3	
FONDO LINEA	I <sub>cc</sub> min [kA]		14		24,8		24,8		3,3		11,8		3,3	
	LUNGHEZZA [m]		100		1		1		50		1,5		50	
NOTE		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		FG16M16-0,6/1 kV Cca-s1b,d1,a1		

Figura 5-38: Sezione dello schema unifilare del quadro d'impianto (QGBTfV).

## Conclusione

Questa tesi ha sviluppato due casi studio relativi agli impianti fotovoltaici connessi alla rete del Politecnico di Torino.

Nel primo caso studio, di tipo sperimentale, sono state monitorate l'irradianza assorbita e la potenza prodotta da due impianti di piccola taglia, uno con inverter centralizzato e uno con inverter di modulo. Le prestazioni dei due impianti sono state confrontate attraverso il calcolo del rendimento globale in alcuni giorni soleggiati del periodo ottobre-dicembre 2022. Poiché i moduli degli impianti sono coperti per molte ore della giornata dalle ombre dei palazzi circostanti, si è scelto di calcolare, per ciascun impianto, il rendimento globale medio nelle ore centrali della giornata, in cui i moduli sono esposti alla luce solare, e nelle ore vicine all'alba e al tramonto, in cui i moduli sono coperti dalle ombre dei palazzi. Nel primo caso, le prestazioni migliori sono ottenute dall'impianto con inverter di modulo, con un valore massimo del rendimento medio nelle ore di picco dell'8,62% e uno scarto massimo dal rendimento dell'altro impianto di 0,26 punti percentuali; solo nei giorni di dicembre analizzati il rendimento dell'impianto con inverter centralizzato è leggermente superiore. In generale, questo indice di rendimento si riduce con l'avvicinarsi del solstizio d'inverno: entrambi gli impianti passano da un rendimento superiore all'8,5% il 18 ottobre a un rendimento inferiore al 7% l'11 dicembre. Nel secondo caso, ciascun impianto presenta un rendimento migliore in metà dei giorni considerati, con i valori più alti ottenuti comunque dall'impianto centralizzato, che nelle ore ombreggiate supera il 2% di rendimento medio in 3 dei 10 giorni analizzati, cosa che si verifica invece una sola volta nell'impianto con inverter di modulo. Come ulteriore analisi, sono state stimate le perdite di energia giornaliere dovute alle ombre: per entrambi gli impianti, esse tendono ad aumentare andando verso il solstizio d'inverno, passando da valori inferiori al 20% a fine ottobre a circa il 50% il giorno più vicino al solstizio tra quelli scelti (11 dicembre), con le perdite maggiori osservate nell'impianto con inverter di modulo.

Questa analisi porta a concludere che, in condizioni di forte ombreggiamento durante la giornata, la configurazione con inverter di modulo sembrerebbe non sempre favorita nella gestione della potenza: in particolare, essa può essere vantaggiosa nei mesi con più ore di luce, mentre in prossimità del solstizio d'inverno si riscontrano prestazioni simili o addirittura peggiori di quelle della configurazione centralizzata. Tuttavia, non va trascurato che l'impianto centralizzato in questione è avvantaggiato dal rendimento nominale dei moduli leggermente superiore e dalla loro maggiore inclinazione, che dà probabilmente un contributo non indifferente alle prestazioni dell'impianto nei mesi invernali. Infine, un confronto più esaustivo sarebbe possibile monitorando la produzione degli impianti nel corso di tutto l'anno, con la possibilità di ridurre l'effetto delle ombre sui moduli ed eventualmente apprezzare maggiormente i vantaggi degli inverter di modulo.

Nel secondo caso studio, di tipo progettuale, sono stati analizzati i consumi elettrici di una sede del Politecnico di Torino al fine di pianificare un sistema *large-scale* di generazione fotovoltaica con accumulo elettrochimico per massimizzare l'autosufficienza energetica del campus, rispettando il vincolo economico di un adeguato ritorno dell'investimento. Poiché la sede ha un carico base non

trascurabile (più di 1 MW), l'accumulo è indispensabile per limitare l'energia prelevata dalla rete nelle ore notturne.

La produzione degli impianti FV già in esercizio nella sede (con una potenza di picco di circa 1 MW) permette di raggiungere solo il 9% di autosufficienza. Si è quindi analizzato un primo caso di riferimento, che prevede di raggiungere una taglia di generazione FV tale da produrre annualmente un'energia pari al fabbisogno del campus (circa 15 GWh, producibili da un sistema FV da 11,25 MW) e una capacità di accumulo pari al consumo medio giornaliero (41,67 MWh). Questa configurazione non risulta però economicamente conveniente a causa dell'elevato costo delle batterie (300 €/MWh), ed è quindi necessario ridurre l'accumulo a 25 MWh per ottenere il tasso interno di ritorno minimo del 6%: in tal modo, si ottiene il 79% di autosufficienza, nonostante l'elevata immissione degli eccessi di produzione in rete (17% dell'energia prodotta annualmente), dovuta alla ridotta capacità di accumulo. Per ridurre le immissioni in rete senza perdere convenienza economica, in questo caso è possibile solo ridurre la generazione, portando tuttavia a una diminuzione dell'autosufficienza: una soluzione di compromesso, con 9 MW di generazione e 23 MWh di accumulo, assicura il 71% di autosufficienza con solo il 6% di immissioni in rete. La frequenza con cui viene immessa potenza in rete è molto bassa (5,1% delle ore annue), poiché le immissioni si verificano quasi esclusivamente in giorni festivi soleggiati, in cui le batterie non sono sufficienti ad accumulare tutta l'energia prodotta in eccesso.

## Riferimenti

- [1] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), *Planning and Installing Photovoltaic Systems - A Guide for Installers, Architects and Engineers*, Routledge, 2013.
- [2] ABB, *Quaderni di applicazione tecnica N.10 - Impianti fotovoltaici*, 2013.
- [3] F. Spertino, *"Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica" - Politecnico di Torino, materiale didattico del corso*, A.A. 2019/2020.
- [4] S. Schubert, *Master's Degree Thesis - "Performance analysis of a DC converter developed for LIFE SAVE project"*, 2022.
- [5] G. Malgaroli, *Master's Degree Thesis - "Testing and experimental results on the performance of photovoltaic modules and grid-connected inverters"*, 2017.
- [6] G. V. Fracastoro, *"Solar Angles" e "Solar Radiation" - Politecnico di Torino, materiale didattico*, A.A. 2017/2018.
- [7] «Global Solar Atlas,» [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download>.
- [8] SMA, *Sunny Tripower 20000TL-25000TL*, 2022.
- [9] AROS, *Datasheet Sirio Central Station*.
- [10] SMA, *Sunny Central UP*, 2022.
- [11] SMA, *Sunny Tripower CORE1*, 2022.
- [12] Fimer, *Inverter solari TRIO-5.8/7.5/8.5-TL-OUTD*, 2022.
- [13] Fimer, *Inverter solari UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q*, 2022.
- [14] SMA, *Sunny Boy 1.5/2.0/2.5 con SMA Smart Connected*, 2022.

- [15] Enphase, *Scheda tecnica - Microinverter Enphase IQ 7A*, 2021.
- [16] CEI 81-28 - *"Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici"*, 2013.
- [17] SMA, *La sicurezza negli impianti fotovoltaici - Obiettivo zero rischi*.
- [18] N. A. F. Mohd Nizam Ong, M. A. Sadiq, M. S. Md Said, G. Jomaas, M. Z. Mohd Tohir e J. S. Kristensen, «Fault tree analysis of fires on rooftops with photovoltaic systems,» *Journal of Building Engineering*, vol. 46, 1 Aprile 2022.
- [19] *Testo coordinato della Nota 07 febbraio 2022 (Guida all'installazione degli impianti FV)*, 2022.
- [20] M. Malizia, *Impianti fotovoltaici - Normativa di prevenzione incendi*.
- [21] [Online]. Available: <https://www.sefyro.com/cartello-di-pericolo-in-alluminio-%27%27attenzione-impianto-fotovoltaico-in-tensione-durante-le-ore-diurne%27%27-en-iso-7010-cart.-impianto-fotovoltaico.html>.
- [22] S. Namikawa, *Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practices in Selected Countries*, IEA-PVPS, 2017.
- [23] «Anesi Flavio,» [Online]. Available: <http://www.flanesi.it/blog/>.
- [24] Sunpower, *Maxeon 3 390-400 W*, 2022.
- [25] Prysmian Group, *Catalogo cavi e accessori 2014*, 2014.
- [26] SMA, *Sunny Central Storage 1900-2900*, 2022.
- [27] Pylontech, *Powercube M1*, 2022.
- [28] Schneider Electric, *Acti9 - Catalogo 2022 - Sistema apparecchi modulari*, 2022.
- [29] BTicino, *Catalogo Trasformatori in resina Green T.HE*.

## Indice delle figure

Figura 1-1: Bande di valenza, proibita e di conduzione nei materiali. [4]	7
Figura 1-2: Struttura atomica del silicio drogato di tipo P (sinistra) e di tipo N (destra). [2]	8
Figura 1-3: Distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica (curva blu) e confronto con l'approssimazione del corpo nero (curva rossa). [6]	10
Figura 1-4: Grafico dell'irradianza extra-atmosferica nel corso dell'anno.	11
Figura 1-5: Radiazione diretta, diffusa e riflessa. [4]	11
Figura 1-6: Rappresentazione schematica dell'angolo di zenit e del concetto di massa d'aria. [4]	13
Figura 1-7: Distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica (AM=0) e atmosferica (globale e diretta) con AM=1,5. [6]	13
Figura 1-8: Irraggiamento globale sul piano orizzontale e sul piano normale ai raggi solari in Italia. [7]	14
Figura 1-9: Circuito equivalente della cella fotovoltaica a 2 parametri.	18
Figura 1-10: Circuito equivalente della cella fotovoltaica a 4 parametri.	19
Figura 1-11: Caratteristica I-U della cella fotovoltaica. [3]	20
Figura 1-12: Caratteristiche I-U e P-U della cella fotovoltaica nel I quadrante. [4]	20
Figura 1-13: Esempio di configurazione con 4 celle in serie (rappresentate come generatori di corrente) con 2 diodi di bypass, ciascuno in parallelo a 2 celle.	22
Figura 1-14: Esempio di configurazione con 4 stringhe in parallelo, ciascuna formata da 4 celle in serie a un diodo di blocco.	23
Figura 1-15: Moduli fotovoltaici di diverse tecnologie, con celle di diverse forme e dimensioni.	24
Figura 1-16: Struttura del modulo fotovoltaico. [2]	24
Figura 1-17: Scatola di giunzione sul retro di un modulo fotovoltaico (sinistra) e interno di una scatola di giunzione, con 4 diodi di bypass (destra).	25

## Indice delle figure

---

Figura 1-18: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare dell'irradianza. [3]	26
Figura 1-19: Caratteristica I-U e punto di massima potenza del modulo fotovoltaico al variare della temperatura. [3]	26
Figura 1-20: Moduli FV per l'alimentazione <i>stand-alone</i> di lampioni. [2]	31
Figura 1-21: Modulo FV integrato sul tetto di un'automobile. [1]	31
Figura 1-22: Impianti fotovoltaici installati su tetti di edifici residenziali e industriali. [2]	32
Figura 1-23: Moduli FV sulle pensiline di un parcheggio. [2]	32
Figura 1-24: Impianto fotovoltaico installato a terra.	33
Figura 1-25: Esempio di curva di efficienza con la formula approssimata per un inverter da 100 kW, con $P_0 = 0,2$ kW, $k_{lin} = 0,005$ , $k_{quad} = 0,0002$ kW <sup>-1</sup> .	36
Figura 1-26: Curva sperimentale di efficienza statica ed efficienza europea dell'inverter SMA Sunny Tripower 25000TL, al variare della tensione in ingresso. [8]	38
Figura 1-27: Struttura schematica di una cella piombo-acido. [4]	46
Figura 1-28: Struttura schematica della cella agli ioni di litio. [4]	48
Figura 1-29: Parametri tipici delle diverse tecnologie agli ioni di litio. [4]	49
Figura 2-1: Schema circuitale del sistema IT lato continua. [2]	61
Figura 2-2: Schema circuitale del sistema TN lato continua. [2]	61
Figura 2-3: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore con sistema TT, con evidenziati i percorsi delle due componenti della corrente di guasto. [2]	62
Figura 2-4: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore e delle masse a monte del parallelo con la rete, con sistema TT. [2]	62
Figura 2-5: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto utilizzatore e delle masse a monte del parallelo con la rete, con sistema TN. [2]	63
Figura 2-6: Schema circuitale delle protezioni dell'impianto FV senza trasformatore, con evidenziato il percorso di una corrente di guasto continua sul lato in alternata. [2]	63

## Indice delle figure

---

Figura 2-7: Schema riassuntivo dei principali SPD a protezione dell'impianto fotovoltaico: protezione del generatore FV (A), dell'interfaccia DC (B) e AC dell'inverter (C) e della linea BT in ingresso (D). [2]	68
Figura 2-8: Esempio di posizionamento dei captatori ad asta con i metodi della sfera rotolante e dell'angolo di protezione, tenendo conto della distanza di sicurezza tra i moduli e l'LPS e dell'ombreggiamento dei moduli da parte dei captatori. [2]	69
Figura 2-9: Principali cause d'incendio dovute a impianti fotovoltaici. [17]	70
Figura 2-10: Distribuzione degli incendi che coinvolgono impianti FV per origine (adattato da [18]).	71
Figura 2-11: Segnaletica di sicurezza per impianti fotovoltaici. [21]	75
Figura 2-12: Schema del generatore fotovoltaico e delle vie di passaggio dei vigili del fuoco, con ogni punto del generatore a una distanza massima di 24 m da esse, secondo la guida di installazione di impianti FV giapponese. [22]	76
Figura 2-13: Schema dell'edificio con evidenziate le aree in cui non è consentito installare componenti dell'impianto FV (scale esterne, ingressi di soccorso, finestre) secondo la guida giapponese. [22]	76
Figura 2-14: Segnaletica di sicurezza per impianti fotovoltaici in Germania. [22]	77
Figura 2-15: Esempio di schema dell'impianto FV di un edificio richiesto dai vigili del fuoco in Germania. Nella pianta sono evidenziati: il generatore FV (blu), le condutture (rosso), le condutture resistenti al fuoco (verde), l'interruttore generale DC (giallo). [22]	77
Figura 3-1: Pireliometro. [6]	81
Figura 3-2: Piranometro. [6]	82
Figura 3-3: Solarimetro a effetto fotovoltaico. [4]	82
Figura 3-4: Declinazione solare al variare della posizione della Terra nell'orbita. [6]	83
Figura 3-5: Andamento approssimativo della declinazione solare durante l'anno.	84
Figura 3-6: Grafico del termine correttivo dell'equazione del tempo nel corso dell'anno.	86
Figura 3-7: Rappresentazione geometrica dell'irradianza diretta in direzione dei raggi solari, sulla superficie orizzontale e sulla superficie inclinata. [6]	88
Figura 3-8: Esempio di schermata principale dell'interfaccia web di 123Solar. [23]	90

## Indice delle figure

---

Figura 3-9: Schema di cablaggio tra l'inverter, il contatore Eastron SDM e il Raspberry. [23]	90
Figura 3-10: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto centralizzato in un giorno sereno (18/10/2022).	92
Figura 3-11: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto con inverter di modulo in un giorno sereno (18/10/2022).	92
Figura 3-12: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto centralizzato in un giorno nuvoloso (15/10/2022).	92
Figura 3-13: Confronto tra gli andamenti della potenza istantanea e della potenza media dell'impianto con inverter di modulo in un giorno nuvoloso (15/10/2022).	93
Figura 3-14: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto centralizzato in un giorno sereno (18/10/2022).	93
Figura 3-15: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto con inverter di modulo in un giorno sereno (18/10/2022).	93
Figura 3-16: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto centralizzato in un giorno nuvoloso (15/10/2022).	94
Figura 3-17: Confronto tra gli andamenti dell'energia totale misurata e calcolata nell'impianto con inverter di modulo in un giorno nuvoloso (15/10/2022).	94
Figura 3-18: Andamento dell'irradianza, calcolata con i tre metodi descritti, sul piano inclinato di 30° e orientato a sud in un giorno sereno (18/10/2022).	96
Figura 3-19: Andamento dell'irradianza, calcolata con i tre metodi descritti, sul piano inclinato di 30° e orientato a sud in un giorno nuvoloso (15/10/2022).	96
Figura 3-20: Prima soluzione dell'equazione di stima dell'irradianza.	97
Figura 3-21: Seconda soluzione dell'equazione di stima dell'irradianza.	97
Figura 3-22: Confronto tra l'irradianza calcolata con i tre metodi sperimentali e stimata dalla potenza prodotta (impianto centralizzato, 18/10/2022).	98
Figura 3-23: Confronto tra l'irradianza calcolata con i tre metodi sperimentali e stimata dalla potenza prodotta (impianto centralizzato, 10/11/2022).	99
Figura 3-24: Irradianza globale del 18/10/2022 sui piani dei moduli dei due impianti.	99
Figura 3-25: Irradianza globale del 10/11/2022 sui piani dei moduli dei due impianti.	100

## Indice delle figure

---

Figura 3-26: Irradianza globale del 07/12/2022 sui piani dei moduli dei due impianti. _____	100
Figura 3-27: Irradianza globale e potenza prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/12/2022. _____	101
Figura 3-28: Irradianza globale e potenza prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/12/2022. _____	101
Figura 3-29: Andamento del rendimento globale dei due impianti il giorno 07/12/2022. ____	102
Figura 3-30: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/10/2022. _____	104
Figura 3-31: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 27/10/2022. _____	104
Figura 3-32: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 05/11/2022. _____	104
Figura 3-33: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/11/2022. _____	105
Figura 3-34: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 10/11/2022. _____	105
Figura 3-35: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/11/2022. _____	105
Figura 3-36: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 01/12/2022. _____	106
Figura 3-37: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/12/2022. _____	106
Figura 3-38: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 08/12/2022. _____	106
Figura 3-39: Rendimento e potenza prodotta dai due impianti il giorno 11/12/2022. _____	107
Figura 3-40: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 18/10/2022.	108
Figura 3-41: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 27/10/2022.	108
Figura 3-42: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 05/11/2022.	108
Figura 3-43: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 07/11/2022.	109
Figura 3-44: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 10/11/2022.	109
Figura 3-45: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 18/11/2022.	109
Figura 3-46: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 01/12/2022.	110
Figura 3-47: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 07/12/2022.	110

## Indice delle figure

---

Figura 3-48: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 08/12/2022.	110
Figura 3-49: Rendimento e potenza degli impianti nelle ore centrali del giorno 11/12/2022.	111
Figura 3-50: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/10/2022.	112
Figura 3-51: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 27/10/2022.	112
Figura 3-52: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 05/11/2022.	112
Figura 3-53: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/11/2022.	113
Figura 3-54: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 10/11/2022.	113
Figura 3-55: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 18/11/2022.	113
Figura 3-56: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 01/12/2022.	114
Figura 3-57: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 07/12/2022.	114
Figura 3-58: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 08/12/2022.	114
Figura 3-59: Potenza prodotta dai due impianti il giorno 11/12/2022.	115
Figura 3-60: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 18/10/2022.	116
Figura 3-61: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 18/10/2022.	116
Figura 3-62: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 27/10/2022.	117
Figura 3-63: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 27/10/2022.	117
Figura 3-64: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 05/11/2022.	117
Figura 3-65: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 05/11/2022.	118
Figura 3-66: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 07/11/2022.	118

## Indice delle figure

---

Figura 3-67: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 07/11/2022.	118
Figura 3-68: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 10/11/2022.	119
Figura 3-69: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 10/11/2022.	119
Figura 3-70: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 18/11/2022.	119
Figura 3-71: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 18/11/2022.	120
Figura 3-72: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 01/12/2022.	120
Figura 3-73: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 01/12/2022.	120
Figura 3-74: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 07/12/2022.	121
Figura 3-75: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 07/12/2022.	121
Figura 3-76: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 08/12/2022.	121
Figura 3-77: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 08/12/2022.	122
Figura 3-78: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate mattutine del giorno 11/12/2022.	122
Figura 3-79: Rendimento e potenza dei due impianti nelle ore ombreggiate pomeridiane del giorno 11/12/2022.	122
Figura 3-80: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 18/10/2022.	126
Figura 3-81: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 18/10/2022.	126

## Indice delle figure

---

Figura 3-82: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 27/10/2022.	126
Figura 3-83: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 27/10/2022.	127
Figura 3-84: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 05/11/2022.	127
Figura 3-85: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 05/11/2022.	127
Figura 3-86: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/11/2022.	128
Figura 3-87: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/11/2022.	128
Figura 3-88: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 10/11/2022.	128
Figura 3-89: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 10/11/2022.	129
Figura 3-90: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 18/11/2022.	129
Figura 3-91: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 18/11/2022.	129
Figura 3-92: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 01/12/2022.	130
Figura 3-93: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 01/12/2022.	130
Figura 3-94: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 07/12/2022.	130
Figura 3-95: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 07/12/2022.	131
Figura 3-96: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 08/12/2022.	131

## Indice delle figure

---

Figura 3-97: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 08/12/2022. _____	131
Figura 3-98: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto centralizzato il giorno 11/12/2022. _____	132
Figura 3-99: Stima della potenza teorica prodotta dall'impianto con inverter di modulo il giorno 11/12/2022. _____	132
Figura 4-1: Targa e caratteristica corrente-tensione del modulo BP585. _____	135
Figura 4-2: Vista frontale dell'inverter Fronius Sunrise Midi Plus. _____	136
Figura 4-3: Targa e morsettiera dell'inverter Fronius Sunrise Midi Plus. _____	137
Figura 4-4: Quadro di parallelo stringhe dell'impianto centralizzato. Sono visibili gli SPD e gli interruttori magnetotermici. _____	138
Figura 4-5: Interno del quadro di parallelo stringhe dell'impianto centralizzato. Oltre agli SPD, agli interruttori e alle relative connessioni, è visibile il dissipatore con i diodi di blocco. _____	139
Figura 4-6: Componenti del quadro inverter. Da sinistra: interruttore magnetotermico a protezione e sezionamento del lato DC dell'inverter, magnetotermico differenziale a protezione e sezionamento del lato AC dell'inverter, contatore Modbus, magnetotermico a protezione dell'interfaccia con la rete, interruttore degli ausiliari, SPD a protezione dell'inverter, interruttore inutilizzato. _____	140
Figura 4-7: Scatola di giunzione e targa sul retro di un modulo Isofotón I-110/24. _____	141
Figura 4-8: Inverter di modulo OK4E-100 con connessioni lato DC (sinistra, cavo giallo) e lato AC (destra, connettore e cavo grigio). _____	142
Figura 4-9: Scatola di collegamento in parallelo del gruppo di 6 inverter. _____	143
Figura 4-10: Quadro dell'impianto con inverter di modulo. In alto gli interruttori dei gruppi di inverter, in basso il contatore Modbus e un contatore analogico dismesso. _____	144
Figura 4-11: Interno del quadro dell'impianto con inverter di modulo. Sono visibili i cavi dei due gruppi di inverter, il collegamento in parallelo all'uscita degli interruttori e i cavi dati degli inverter. _____	145
Figura 5-1: Flowchart del modello della batteria. _____	153
Figura 5-2: Profili di carico della sede in giorni diversi. _____	159

## Indice delle figure

---

Figura 5-3: Consumi energetici mensili della sede nel quinquennio 2018-2022. _____	160
Figura 5-4: Consumi energetici annuali della sede nel quinquennio 2018-2022. _____	160
Figura 5-5: Carico e produzione mensili nel caso 1. _____	165
Figura 5-6: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 1. _____	165
Figura 5-7: Flussi di cassa e VAN nel caso 1. _____	166
Figura 5-8: Carico e produzione mensili nel caso 2. _____	167
Figura 5-9: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 2. _____	167
Figura 5-10: Flussi di cassa e VAN nel caso 2. _____	167
Figura 5-11: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 3. _____	168
Figura 5-12: Flussi di cassa e VAN nel caso 3. _____	169
Figura 5-13: Flussi di cassa e VAN nel caso 3, con una capacità di accumulo ridotta. _____	169
Figura 5-14: Carico e produzione mensili nel caso 4. _____	170
Figura 5-15: Scambi con la rete e autosufficienza nel caso 4. _____	171
Figura 5-16: Flussi di cassa e VAN nel caso 4. _____	171
Figura 5-17: Flussi di cassa e VAN nel caso 4, con capacità ridotta. _____	171
Figura 5-18: Carico e produzione mensili nel caso 5. _____	172
Figura 5-19: Scambi con la rete e autosufficienza mensili nel caso 5. _____	173
Figura 5-20: Flussi di cassa e VAN nel caso 5. _____	173
Figura 5-21: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 10/06/2022. _____	178
Figura 5-22: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 10/06/2022. _____	179
Figura 5-23: Bilancio energetico del giorno 10/06/2022. _____	179
Figura 5-24: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 10/06/2022. _____	179
Figura 5-25: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 04/04/2022. _____	180
Figura 5-26: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 04/04/2022. _____	181

## Indice delle figure

---

Figura 5-27: Bilancio energetico del giorno 04/04/2022. _____	181
Figura 5-28: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 04/04/2022. _____	181
Figura 5-29: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 29/11/2022. _____	182
Figura 5-30: Bilancio energetico del giorno 29/11/2022. _____	182
Figura 5-31: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 29/11/2022. _____	183
Figura 5-32: Profili di produzione, carico e scambi con la rete del giorno 10/04/2022. _____	184
Figura 5-33: Cicli di carica e scarica delle batterie del giorno 10/04/2022. _____	184
Figura 5-34: Bilancio energetico del giorno 10/04/2022. _____	184
Figura 5-35: Ripartizione dell'alimentazione del carico del giorno 10/04/2022. _____	185
Figura 5-36: Frequenza delle immissioni di potenza in rete. _____	186
Figura 5-37: Frequenza dei prelievi di potenza dalla rete. _____	186
Figura 5-38: Sezione dello schema unifilare del quadro d'impianto (QGBTFFV). _____	196

## Indice delle tabelle

Tabella 1-1: Valori tipici del coefficiente di albedo. [2]	12
Tabella 1-2: Irraggiamento annuo normalizzato rispetto al piano orizzontale per il Nord Italia (latitudine 44°). [2]	14
Tabella 1-3: Confronto tra inverter FV di diverse taglie.	38
Tabella 2-1: Fattori di correzione della portata per temperature ambiente diverse da 30°C, secondo CEI UNEL 35024/1.	57
Tabella 2-2: Fattori di correzione della portata per posa dei cavi in fascio, secondo CEI UNEL 35024/1.	57
Tabella 2-3: Valori indicativi della tensione di tenuta dei componenti dell'impianto FV, da Guida CEI 81-28.	64
Tabella 3-1: Caratteristiche principali dei due impianti in esame.	89
Tabella 3-2: Giorni selezionati per il confronto dei rendimenti ed energia prodotta dai due impianti in tali giorni.	103
Tabella 3-3: Principali eventi che hanno limitato la disponibilità di dati della produzione.	103
Tabella 3-4: Risultati del calcolo del rendimento medio nelle ore di picco $\eta_{picco}$ .	111
Tabella 3-5: Ore di produzione dei due impianti nei giorni soleggiati scelti.	115
Tabella 3-6: Ore di produzione con i moduli ombreggiati in entrambi gli impianti nei giorni analizzati.	123
Tabella 3-7: Risultati del calcolo del rendimento medio nelle ore ombreggiate $\eta_{ombr}$ .	123
Tabella 3-8: Fascia oraria centrale della produzione dei due impianti nei giorni analizzati.	124
Tabella 3-9: Confronto tra l'energia teorica e l'energia misurata prodotta dai due impianti.	132
Tabella 3-10: Stima delle perdite per le ombre dell'impianto centralizzato al variare della fascia centrale considerata in un giorno analizzato. In grassetto è indicata la fascia oraria definita in precedenza, in corsivo le fasce che comprendono intervalli in cui i moduli sono parzialmente in ombra.	133

## Indice delle tabelle

---

Tabella 4-1: Specifiche tecniche dei moduli dell'impianto centralizzato. _____	135
Tabella 4-2: Specifiche tecniche dell'inverter centralizzato Fronius. _____	136
Tabella 4-3: Specifiche tecniche dei moduli dell'impianto con inverter di modulo. _____	141
Tabella 4-4: Specifiche tecniche degli inverter di modulo. _____	142
Tabella 5-1: Valori dei parametri del modello del generatore FV. _____	152
Tabella 5-2: Valori scelti per i parametri del modello dell'inverter. _____	152
Tabella 5-3: Valori scelti per i parametri del modello economico. _____	158
Tabella 5-4: Valori di riferimento della potenza e della capacità da installare. _____	161
Tabella 5-5: Moduli e taglie degli impianti FV del complesso "Sede Centrale – Cittadella Politecnica". _____	162
Tabella 5-6: Parametri energetici ed economici nelle due configurazioni del caso 3. _____	169
Tabella 5-7: Parametri energetici ed economici nelle due configurazioni del caso 4. _____	172
Tabella 5-8: Parametri energetici ed economici nei casi analizzati. _____	174
Tabella 5-9: Parametri economici dei casi analizzati con prezzo dell'energia variato. _____	175
Tabella 5-10: Variazioni sui casi 3 e 4 ai limiti della convenienza economica. _____	175
Tabella 5-11: Parametri economici dei casi analizzati con tariffa dell'energia e costo delle batterie variati. _____	176
Tabella 5-12: Variazioni sui casi 3 e 4 ai limiti della convenienza economica. _____	177
Tabella 5-13: Caratteristiche tecniche e dimensionamento dell'impianto modulare. _____	188
Tabella 5-14: Calcolo della caduta di tensione nell'impianto FV modulare. _____	190
Tabella 5-15: Calcolo della caduta di tensione con modifiche alle sezioni. _____	191
Tabella 5-18: Caratteristiche e dimensionamento del gruppo di accumulo modulare. _____	192
Tabella 5-16: Calcolo della massima e minima corrente di cortocircuito con due possibili taglie di trasformatore MT/BT. _____	194
Tabella 5-17: Cadute di tensione e correnti di cortocircuito calcolate dal software i-Project. _____	195