

ALMA MATER STUDIORUM · UNIVERSITÀ DI BOLOGNA
CAMPUS DI CESENA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E
DELL'INFORMAZIONE
-GUGLIELMO MARCONI-

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN
INGEGNERIA ELETTRONICA PER L'ENERGIA E L'INFORMAZIONE

SISTEMI FOTOVOLTAICI PER APPLICAZIONI OFF-GRID

ELABORATO IN ELETTRONICA

RELATORE:
Prof. Claudio Fiegna

PRESENTATA DA:
Andrea Ambrosini

ANNO ACCADEMICO 2022/2023

Indice

1	Abstract	5
2	Introduzione	7
2.1	Effetto fotovoltaico	8
2.2	Cella fotovoltaica	9
2.2.1	Tipi di celle fotovoltaiche	11
2.2.2	Efficienza e fattori limitanti	12
2.2.3	Circuito equivalente e curva caratteristica	13
2.3	Modulo fotovoltaico	15
3	Sistema fotovoltaico	19
3.1	Modulo, stringa, blocco e array fotovoltaico	20
3.1.1	Ombreggiamento	21
3.2	Inseguitore di potenza	22
3.3	Regolatore di carica	23
3.4	Inverter	24
3.5	Impianto di accumulo	25
3.6	Quadro elettrico	26
4	Stima consumo	29
4.1	Carichi considerati	29
4.2	Risultati ottenuti	30
5	Dimensionamento	31
5.1	Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico	31
5.1.1	Ingombro del campo	34
5.2	Dimensionamento dell'inverter	36
5.3	Dimensionamento della capacità delle batterie	36
5.4	Dimensionamento del regolatore di carica	37
5.5	Dimensionamento dei cavi	37
6	Analisi risultati	39
6.1	Dati utilizzati	39
6.2	Considerazioni energetiche e ambientali	40

6.2.1	Studio energetico	40
6.2.2	Ottimizzazione profilo di carico	43
6.2.3	Produzione di gas serra ed effetti sulla rete elettrica	44
6.3	Considerazioni economiche	46
6.3.1	Costo del sistema	46
6.3.2	Tempo di ritorno dell'investimento economico	48
7	Considerazioni finali e conclusioni	51
7.1	Possibili soluzioni alternative	51
7.2	Conclusioni	52
	Bibliografia	55
	Ringraziamenti	61

Capitolo 1

Abstract

La tesi mira a mostrare lo stato attuale dei sistemi fotovoltaici off-grid.

Si è voluto comprendere quali possono essere i punti di forza e le difficoltà che si possono presentare nel caso in cui una famiglia di 4 persone volesse rendersi elettricamente indipendente tramite un sistema solare di tipo off-grid. Sono stati analizzati vari possibili scenari, confrontando lo stato della batteria al termine di ogni giornata, l'energia prodotta, il costo finale, l'impatto ambientale e l'ingombro di ogni sistema, considerando un consumo energetico giornaliero medio di 15 KWh .

Si è potuto osservare come, un sistema di accumulo avente una capacità pari a circa 21 KWh , risulti essere la soluzione ottimale.

Un campo da 10 KWp si è dimostrato essere la soluzione più bilanciata tra costo e carenze energetica. Il campo da 24 kWp è in grado di soddisfare al meglio il fabbisogno energetico, tuttavia, a causa del suo elevato costo iniziale e l'importante ingombro, appare come una soluzione difficilmente applicabile. Infine, seppure presentando il costo e l'ingombro minore, l'array da 7 KWp presenta importanti carenze energetiche durante il periodo invernale, il che rendono il sistema inadatto per una soluzione off-grid. I 3 sistemi riducono notevolmente il quantitativo di CO_2 che verrebbe prodotta, in un periodo di 30 anni, nel caso in cui l'energia elettrica utilizzata fosse estratta dalla rete elettrica. I sistemi da 7 e 10 KWp presentano un risparmio, pari a circa 50 tonnellate, mentre, per quello da 24 KWp , il valore si riduce a circa 37 tonnellate.

Infine, analizzando il sistema dal punto di vista economico, è emerso come un'installazione in una abitazione di nuova costruzione, non risulti essere sempre un investimento economicamente conveniente. Viceversa, su abitazioni già presenti è possibile usufruire di incentivi statali, ottenendo un rimborso del 50 % delle spese totali, permettendo quindi di ottenere un guadagno economico dopo un periodo di circa 8 anni.

Capitolo 2

Introduzione

La costante crescita demografica ha portato ad un inevitabile aumento della domanda energetica a livello globale. La maggioranza di questa richiesta è tuttora soddisfatta grazie all'utilizzo di combustibili fossili, in particolare, nel 2015 coprivano ben l'81 % della domanda globale [30]. Tuttavia, nel corso degli anni si sono dimostrati essere una fonte energetica non sostenibile per l'uomo; la loro limitata disponibilità e soprattutto i danni ambientali causati dai gas, come metano, anidride carbonica e ossido di azoto, emessi a seguito della loro combustione, mostrano la necessità di utilizzare fonti alternative più sostenibili. Per questo motivo, attualmente tutti i paesi si stanno impegnando nella ricerca di fonti energetiche alternative che possano sopprimere all'utilizzo dei combustibili fossili.

Tra le varie soluzioni attualmente disponibili, il fotovoltaico appare come la scelta più promettente essendo tra le fonti rinnovabili quella con la più alta crescita a livello di produzione di energia elettrica globale [30]. Infatti, alla fine del 2021 sono stati installati in tutto il mondo 843 *GW* di sistemi fotovoltaici, di cui 133 *GW* solo nel 2021, ovvero un aumento di quasi 21 volte rispetto al 2010 [32]. La grande disponibilità di energia solare e il costo sempre più contenuto dei pannelli solari ne spiegano la grande crescita avutasi negli ultimi anni. Tuttavia, presenta evidenti problematiche e limitazioni, come la sua efficienza di conversione, pari a circa il 20 % per celle al silicio, e la sua natura intermittente. L'energia solare presenta infatti una forte dipendenza dalle condizioni atmosferiche; di conseguenza sono spesso impiegati dei sistemi di accumulo per garantire continuità nella generazione d'energia [38].

L'utilizzo di un impianto fotovoltaico è in grado di ridurre il proprio carico sulla rete elettrica, fino a renderlo nullo nel caso in cui si raggiunga l'indipendenza energetica, obiettivo tutt'ora di difficile realizzazione. Infatti, seppur il costo dei pannelli fotovoltaici sia in costante diminuzione, il prezzo dei sistemi di accumulo risulta essere ancora notevole. Considerando che per ottenere l'indipendenza energetica sfruttando il fotovoltaico è neces-

sario utilizzare batterie aventi solitamente una elevata capacità, il notevole aumento del costo complessivo dell'impianto la rendono una scelta per molti proibitiva. Di conseguenza, un'ottimizzazione dell'impianto al fine di ridurre la taglia del sistema di accumulo e contenerne quindi i costi è fortemente consigliata. Adeguare il proprio profilo di carico a quello della radiazione solare incidente, così da avere il più alto consumo energetico quando l'intensità della radiazione è massima, può essere una soluzione efficace. Per questo motivo questa soluzione verrà poi approfondita in una apposita sezione.

Un sistema fotovoltaico off-grid può essere una soluzione anche per zone rurali, o in generale a zone urbane non ancora raggiunte dalla rete elettrica o in cui il costo di collegamento alla rete risulti troppo elevato [49].

In questa sezione verranno affrontate le basi di un sistema solare, quali l'effetto fotovoltaico, il quale consente la conversione da energia solare a elettrica, e la sua componente fondamentale, ovvero la cella fotovoltaica.

2.1 Effetto fotovoltaico

La possibilità di utilizzare pannelli in grado di produrre energia elettrica a partire da quella solare è resa possibile grazie all'effetto fotovoltaico [49]. Un fotone, nel caso in cui non venga riflesso o non attraversi completamente un materiale semiconduttore, può essere assorbito e, a seconda della sua energia, è possibile individuare 3 differenti scenari:

- $E_{PH} < E_G$: il fotone che interagisce con il semiconduttore non ha una energia sufficiente per creare una coppia elettrone-lacuna;
- $E_{PH} = E_G$: il fotone viene assorbito e crea una coppia elettrone-lacuna senza alcuno spreco di energia;
- $E_{PH} > E_G$: il fotone viene assorbito creando una coppia elettrone-lacuna ma, avendo una energia maggiore dell'energy gap, l'energia in eccesso viene convertita sotto forma di calore. Si ha dunque uno spreco di energia.

Quindi, nel caso in cui l'energia della radiazione incidente, pari a $h\nu$, risulti sufficiente a eccitare un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione, si ha una creazione di una coppia elettrone-lacuna con assorbimento del fotone incidente, ma ciò non risulta sufficiente a creare una corrente elettrica, in quanto la coppia creatasi può ricombinarsi all'interno del materiale, cedendo energia. È necessario quindi separare le due cariche. Vi sono varie soluzioni possibili, tuttavia, la più comune risulta essere l'utilizzo di una giunzione P-N.

Una giunzione P-N è caratterizzata dalla presenza di due zone di materiale semiconduttore, drogate rispettivamente di tipo P e di tipo N. La zona drogata di tipo P presenta un eccesso di lacune, ottenuta utilizzando

elementi del III gruppo, mentre quella di tipo N di elettroni, ottenuta utilizzando elementi del V gruppo. La differenza di concentrazione di cariche presente nelle due zone porta ad uno spostamento di cariche dalla zona a concentrazione maggiore, a quella a concentrazione minore. Si ha quindi una corrente, detta di diffusione, in cui gli elettroni tenderanno a migrare verso la zona P e le lacune verso la zona N. Ciò porta alla creazione di un'area in prossimità del punto di contatto tra le due zone, detta zona di svuotamento, nella quale si ha un accumulo di atomi accettori e donatori ionizzati, causato dalla migrazione delle cariche maggioritarie. In particolare, si ha che in prossimità della zona P si avrà un accumulo di ioni negativi e nella zona N di ioni positivi. Questi ioni provocano quindi la creazione di un campo elettrico all'interno della zona di svuotamento, la quale risulta fondamentale per la separazione delle coppie elettrone-lacuna generate dalla radiazione solare. Il campo infatti, separa gli elettroni nella zona N e le lacune nella zona P, portando quindi alla nascita di una tensione ai capi della giunzione P-N [49, 51, 22].

2.2 Cella fotovoltaica

I dispositivi specializzati nella conversione di energia solare in elettrica sono detti celle fotovoltaiche, costituiti solitamente da una giunzione P-N di silicio. Il campo elettrico all'interno della zona di svuotamento è utilizzato per separare la coppia elettrone-lacuna creatasi dall'interazione di un fotone avente energia sufficientemente elevata con il silicio.

La vicinanza della coppia elettrone-lacuna alla zona di svuotamento è fondamentale per la separazione delle cariche, infatti se la coppia venisse generata troppo lontana le due cariche tenderebbero a ricombinarsi tra loro emettendo calore. Vi è quindi una probabilità di raccolta, ovvero la probabilità che i portatori di carica generati da un assorbimento luminoso vengano separati dalla giunzione, dipendente dalla distanza dalla zona di svuotamento, in particolare è unitaria all'interno della zona e inversamente proporzionale alla distanza da essa. Per questo motivo si cerca di rendere la zona n sottile, in modo da avere la zona di svuotamento più vicina possibile alla superficie, dove si ha il maggior assorbimento di fotoni [20]. Sono presenti anche dei contatti metallici sulla superficie della cella e sul retro in modo da consentirne la connessione ad altre celle. Un tipico esempio di cella fotovoltaica è riportato in *figura 2.2.1*. In assenza di carico collegato alla giunzione (condizione di circuito aperto), le cariche generate dai fotoni e separate dal campo elettrico portano ad accumulo di elettroni e lacune, rispettivamente in zona N e P. Di conseguenza, si ha una riduzione del campo elettrico presente nella zona di svuotamento e allo sviluppo di una differenza di potenziale positiva fra anodo e catodo. Tale tensione per la quale si ha

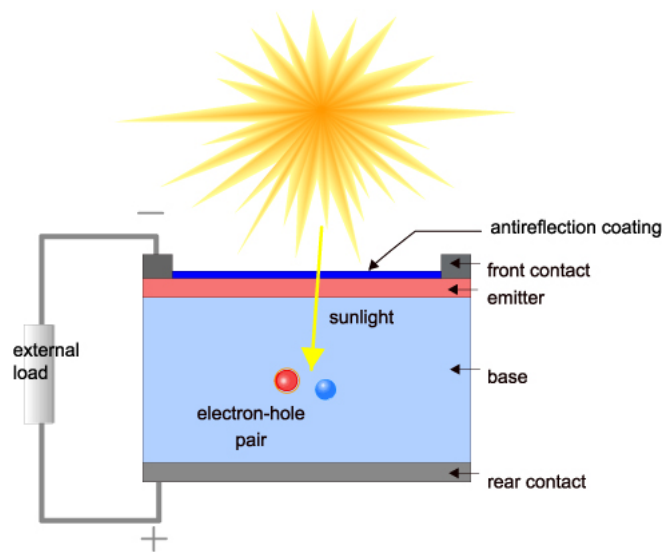


Figura 2.2.1: Tipica struttura di una cella fotovoltaica. La regione rossa rappresenta la zona drogata di tipo N, mentre la regione blu rappresenta la zona drogata di tipo P [20].

una corrente nulla attraverso la cella, è detta tensione di circuito aperto, V_{OC} .

Nel caso in cui invece un carico a resistenza finita sia collegato alla giunzione, le cariche in eccesso tenderanno a fluire attraverso il carico, in virtù della differenza di potenziale imposta dalla cella illuminata. La corrente massima ottenibile è detta I_{SC} , ovvero corrente di corto circuito [49, 51]. La corrente prodotta, in continua, è proporzionale all'intensità della radiazione incidente, a patto che l'energia del fotone incidente sia maggiore o uguale all'energy gap ($E_G = 1.1 \text{ eV}$ per il silicio), e dall'area della cella (solitamente viene riportata la densità di corrente per rimuoverne la dipendenza dall'area).

Fotoni aventi una bassa lunghezza d'onda (nell'intervallo del blu), seppur abbiano una alta energia, difficilmente produrranno una corrente elettrica, in quanto aventi un'alta probabilità di essere assorbiti nella parte frontale della cella. La luce infrarossa soffre di un problema analogo, in quanto ha un'alta probabilità di essere assorbita nella superficie posteriore della cella. La faccia frontale e posteriore di una cella presentano infatti un alto tasso di ricombinazione e di conseguenza riducono drasticamente la corrente generata; è quindi importante cercare di ridurre i tassi di ricombinazione in queste due aree. Per fare ciò viene eseguito un processo di passivazione, nel quale viene depositato un sottile strato di ossido sulla superficie della cella. Questo strato non può chiaramente essere applicato sui contatti metallici, essendo l'ossido di silicio un isolante. Al suo posto viene effettuato

un drogaggio maggiore in prossimità dei contatti metallici [21, 18].

2.2.1 Tipi di celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche possono essere classificate in tre macro-categorie descritte nel seguito:

1. Al silicio: il silicio è attualmente il materiale più utilizzato per la produzione di celle fotovoltaiche, anche a causa della sua elevata disponibilità (secondo materiale più abbondante sulla Terra). La cella può essere costituita da silicio monocristallino o multi-cristallino.

Le celle in silicio multi-cristallino sono di gran lunga le più comuni, a causa del loro ridotto costo di produzione rispetto alla controparte monocristallina, tuttavia presentano bassi valori di efficienza, dal 16 al 18 %.

Le celle al silicio monocristallino risultano invece più efficienti, a causa della omogeneità della loro struttura cristallina che permette agli elettroni di muoversi con maggiore facilità all'interno del materiale. È possibile raggiungere alti valori di efficienza fino al 24 % pari quindi all'85 % del massimo valore teorico per celle al silicio, ovvero 29 %. A causa della loro tipica smussatura caratteristica degli spigoli, i due tipi di celle sono facilmente distinguibili ad occhio nudo, come si può notare in *figura 2.2.2* [49, 48].

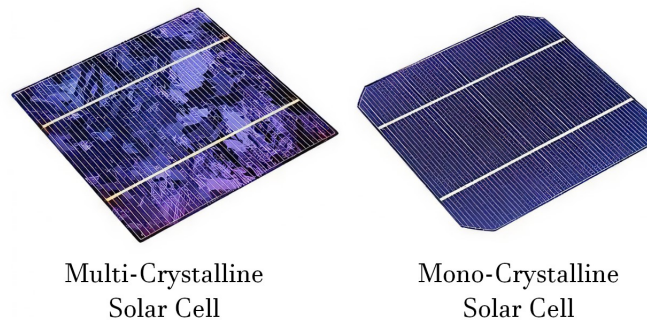


Figura 2.2.2: Confronto tra cella al silicio monocristallino e multicristallino [45].

2. A film sottile: sono ottenute depositando sottili strati di materiale semiconduttore, solitamente silicio amorfo, tellururo di cadmio ($CdTe$) o il diseleniuro di rame indio ($CuInSe_2$), in un supporto quale vetro o plastica. Si ha una elevata riduzione dei costi a causa del ridotto

utilizzo di materiale semiconduttore, tuttavia, la loro efficienza risulta inferiore a quella delle celle al silicio (10-12 %) [2, 28]. Si possono avere anche celle a film sottile costituite da più strati di silicio, in particolare silicio amorfo e micromorfo, aventi un bandgap differente. In questo modo è possibile assorbire porzioni maggiori dello spettro solare aumentando anche l'efficienza della cella [49, 48, 2].

3. Di terza generazione: sono celle che sfruttano tecnologie emergenti, in particolare le più promettenti sono costituite da materiali organici, polimeri e perovskite. Le prime due presentano costo e peso ridotti e un'alta flessibilità. Tuttavia, la loro bassa efficienza, circa il 10 %, le rendono una tecnologia ancora immatura. Le celle in perovskite invece hanno dimostrato una buona efficienza di conversione, in particolare l'utilizzo di celle costituite da silicio e perovskite ha permesso di ottenere valori di efficienza prossimi al 30 %. Sfruttando infatti la differenza del bandgap dei due materiali, pari a 1.1 eV per il silicio e 1.5 eV per la perovskite, è possibile assorbire in modo efficiente buona parte dello spettro solare [28, 48].

2.2.2 Efficienza e fattori limitanti

Si è visto come una cella solare presenti valori di efficienza piuttosto contenuti; ciò è dovuto a diversi fattori, tra i quali [49]:

- energia dei fotoni: non tutti i fotoni hanno un'energia pari all'energy gap del materiale costituente la cella, di conseguenza o parte dell'energia viene sprecata sotto forma calore ($E_{PH} > E_G$) oppure non si ha produzione di coppia elettrone-lacuna ($E_{PH} < E_{GB}$), ottenendo quindi un inutilizzo totale dell'energia incidente;
- riflessione e attraversamento: alcuni fotoni non penetrano all'interno della cella ma vengono invece riflessi oppure la attraversano senza essere assorbiti;
- mancata raccolta di carica: una volta creatasi la coppia elettrone lacuna non si ha una probabilità unitaria che le cariche vengano separate, in quanto si possono avere all'interno della cella fenomeni di ricombinazione elettrone-lacuna;
- perdite per effetto Joule: l'inevitabile presenza di resistenze serie causa della dissipazione di potenza sotto forma di calore;
- angolo di incidenza: l'intensità della radiazione incidente su una cella è massima quando è perpendicolare alla cella stessa. Di conseguenza, nel caso in cui l'angolo di incidenza risulti diverso da 90 °, si ha una riduzione dell'energia prodotta;

- ombreggiamento: riduce notevolmente l'efficienza del sistema in quanto la corrente in uscita risulta essere limitata dalla cella meno performante, ovvero quella più ombreggiata;
- temperatura: un aumento della temperatura riduce l'efficienza delle celle in quanto ne abbassa la tensione ai propri capi;
- materiale utilizzato: vari materiali possono essere impiegati per la realizzazione di pannelli solari, tuttavia il silicio monocristallino e multicristallino continua ad essere il più utilizzato a causa della sua alta efficienza di conversione.

2.2.3 Circuito equivalente e curva caratteristica

Il comportamento di una cella fotovoltaica illuminata può essere descritto tramite il seguente circuito [49, 51]:

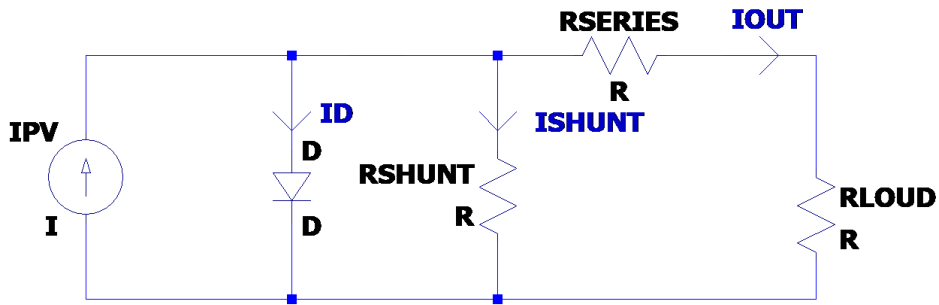


Figura 2.2.3: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

Il circuito è composto da un diodo, rappresentante la giunzione p-n, un generatore di corrente rappresentante la generazione di corrente causata dai fotoni incidenti, una resistenza serie, solitamente dell'ordine di $1 \Omega * cm^2$ e una resistenza shunt di circa $10 k\Omega * cm^2$, tramite le quali è possibile calcolare la perdita di potenza frazionaria f [10]:

$$\begin{aligned}
 f_{SERIES} &= \frac{R_{SERIES}}{R_{CH}} \\
 f_{SHUNT} &= \frac{R_{CH}}{R_{SHUNT}}
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Dove R_{CH} è la resistenza caratteristica della cella, esprimibile come il rapporto tra V_{MP} e I_{MP} , ovvero la tensione e la corrente nel punto di massima

potenza¹. Valori tipici per una cella al silicio di f_{SERIES} e f_{SHUNT} sono rispettivamente 5.5 % e 0.18 %.

Per avere il massimo trasferimento di potenza è necessario che R_{LOAD} sia uguale a R_{CH} [10]. Si può notare come:

$$I_{OUT} = I_{PV} - I_D - I_{SH} \quad (2.2)$$

ma siccome²:

$$\begin{aligned} I_D &= I_0 * [e^{\frac{V_{DIODE}}{nV_T}} - 1] \\ V_{DIODE} &= V_{OUT} + R_{SERIES} * I_{OUT} \end{aligned} \quad (2.3)$$

si ricava quindi che:

$$\begin{aligned} I_{OUT} &= I_{PV} - I_0 * [e^{\frac{(V_{OUT} + R_{SERIES} * I_{OUT})}{n * V_T}} - 1] - \frac{(V_{OUT} + R_{SERIES} * I_{OUT})}{R_{SHUNT}} \\ &\approx I_{PV} - I_0 [e^{\frac{V_{OUT}}{n * V_T}} - 1] \end{aligned} \quad (2.4)$$

Da cui si può ricavare il valore della tensione di circuito aperto (con $I_{OUT} = 0$ A)³:

$$V_{OC} = n * V_T * \ln\left(\frac{I_{PV}}{I_0} + 1\right) \quad (2.5)$$

e la corrente di corto circuito $I_{SC} \approx I_{PV}$. Si può provare come la tensione sia funzione decrescente della temperatura e decrescente dell'intensità della radiazione incidente (I_{PV} è direttamente proporzionale all'irraggiamento).

In *figura 2.2.4* è possibile osservare, in modo qualitativo, la curva caratteristica corrente/tensione di una tipica cella fotovoltaica.

Dove V_{MP} e I_{MP} rappresentano i valori di tensione e corrente per cui si ha il punto a potenza massima P_{MP} . Spesso viene riportato anche il parametro FF (Fill Factor o fattore di riempimento) espresso come:

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (2.6)$$

Un fill factor prossimo all'unità indica una cella avente un P_{MP} molto alto, di conseguenza l'area sottesa da V_{OC} e I_{SC} è prossima a quella sottesa da V_{MP} e I_{MP} [11].

¹Nel caso in cui R_{SERIES} e R_{SHUNT} siano espresse come $\Omega * cm^2$, R_{CH} può essere ottenuta considerando J_{MP} , ovvero la densità di corrente nel punto di massima potenza, al posto di I_{MP} .

² n rappresenta il fattore di idealità del diodo, in un diodo ideale corrisponde ad 1 mentre V_T rappresenta la tensione termica data da kT/q dove k è la costante di Boltzman, T è la temperatura del diodo in Kelvin e q è la carica di un elettrone.

³È presa in considerazione una cella di buona qualità avente bassa I_0 , bassa R_{SERIES} e alta R_{SHUNT} .

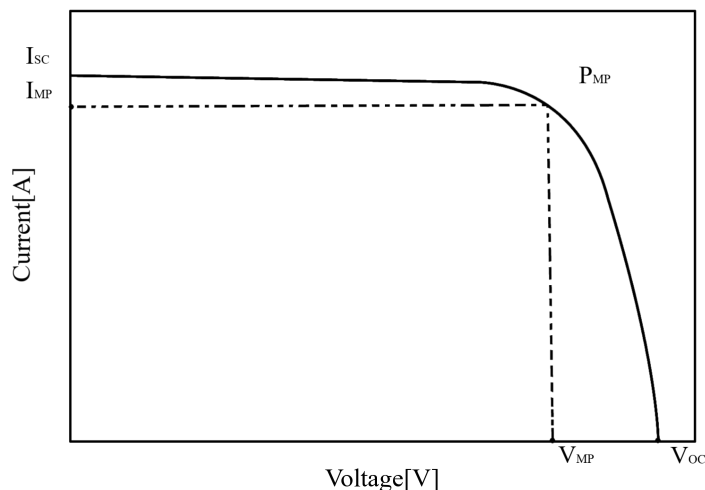


Figura 2.2.4: Curva corrente/tensione di una cella solare. P_{MP} rappresenta il punto di massima potenza, mentre I_{MP} e V_{MP} sono rispettivamente la corrente e la tensione nel punto di massima potenza. V_{OC} e I_{SC} sono invece la tensione di circuito aperto e la corrente di cortocircuito.

Essendo i valori di tensione e corrente in continua, per alimentare carichi che richiedono una tensione alternata sarà necessario l'uso di un inverter e un convertitore DC-DC che verrà utilizzato come inseguitore del punto di massima potenza. Come si può notare infatti in *figura 2.2.5*, il punto di massima potenza non è costante, ma può variare a seconda delle condizioni esterne. Si può notare come un aumento di temperatura causi una riduzione della potenza massima e uno spostamento del punto di massima potenza verso sinistra.

2.3 Modulo fotovoltaico

La struttura contenente più celle solari collegate tra loro è detta modulo fotovoltaico. Le celle sono interconnesse tra loro all'interno del modulo tramite cavi di connessione, in modo da essere protette da danni provenienti dall'ambiente esterno e aumentare la potenza in uscita. Più celle sono connesse in serie, per aumentare la tensione, e in parallelo, per aumentare la corrente in uscita. Per ogni modulo fotovoltaico possono essere presenti dalle 36 alle 72 celle con una V_{OC} che può variare da 23 V a 47 V e una I_{SC} pari a circa 9 A [15].

L'efficienza di un modulo sarà raramente pari all'efficienza delle sue singole celle costituenti, ma risulterà inferiore a causa della presenza di inevitabili mismatch tra le varie celle. Durante la loro produzione è possibile infatti

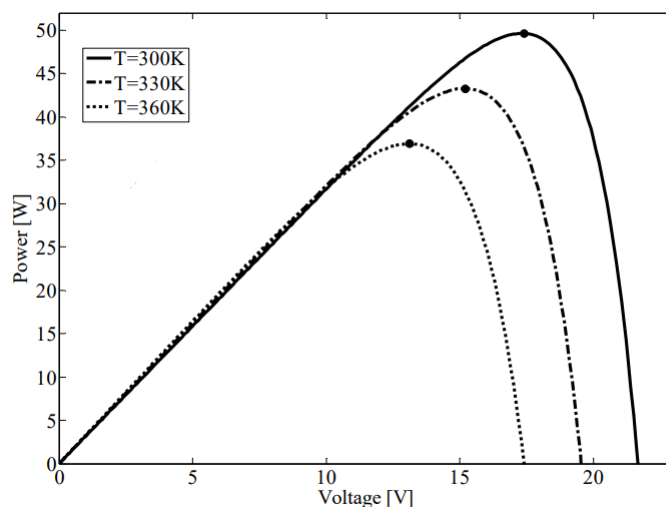


Figura 2.2.5: Grafico potenza-tensione di un pannello da 50 W al variare della temperatura. In ogni curva è indicato il punto di massima potenza, rappresentato dal punto nero [27].

che nascono delle lievi differenze nelle caratteristiche fisiche ed elettriche tra le celle, portando ad un peggioramento delle performance del modulo. Anche uno scostamento dell'intensità della radiazione incidente tra una cella e un'altra può provocare importanti perdite e ridurre l'efficienza complessiva del modulo [33, 15].

Chiaramente, anche la connessione tra varie celle porta ad un calo dell'efficienza del modulo. Infatti, la necessità di interconnettere varie celle tra loro porta a inevitabili perdite per effetto Joule nei cavi di connessione, che causano quindi un peggioramento nelle prestazioni del modulo. Il problema è ovviamente presente e analogo anche nell'interconnessione tra moduli.

Come si può notare in *figura 2.3.1*, la struttura di un modulo fotovoltaico è costituita da più parti quali: uno strato superficiale, un incapsulante, uno strato inferiore e infine una cornice esterna [16]. Lo strato superficiale deve essere composto da un materiale trasparente alla radiazione usata dalle celle solari costituenti il modulo, in particolare, per le celle al silicio, lo strato deve essere trasparente nell'intervallo di lunghezze d'onda compreso tra i 350 e i 1200 nm. È importante inoltre, che il materiale sia resistente agli urti, così da garantire al pannello una buona stabilità meccanica, impermeabile, in modo da evitare la corrosione dei contatti metallici e dei cavi di connessione, resistente ai raggi UV e deve avere una bassa resistenza termica in modo da evitare l'innalzamento eccessivo della temperatura, il quale causerebbe una riduzione dell'efficienza del modulo. A causa delle sue proprietà il vetro temperato a basso contenuto di ferro è il materiale più utilizzato. Presenta infatti una buona stabilità meccanica, è impermeabile, altamente

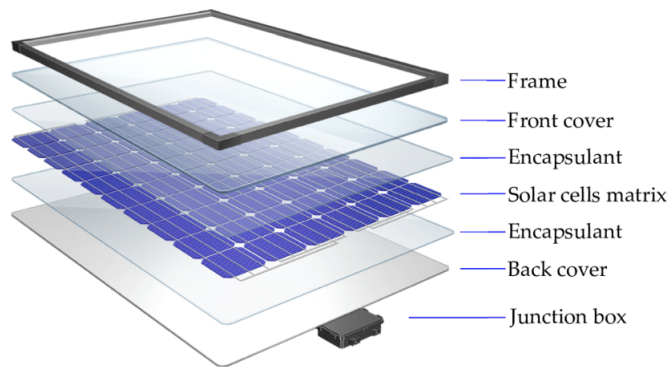


Figura 2.3.1: Struttura esplosa di un modulo fotovoltaico [40].

trasparente, autopulente ed economico [16, 1].

L'incapsulante è utilizzato per creare adesione tra le celle solari, lo strato superficiale e quello inferiore. Deve essere trasparente, avere una bassa resistenza termica ed essere stabile ad alte temperature e alte esposizioni di raggi UV. Queste proprietà sono tutte presenti nell'etilene vinil acetato (EVA) [16, 1].

Comunemente uno strato di tedlar viene impiegato nella parte inferiore del pannello, in quanto presenta una bassa resistenza termica e impedisce l'ingresso di vapore e acqua che potrebbero corrodere i contatti metallici. In questo caso la trasparenza non è richiesta nella maggior parte dei moduli, tuttavia, è possibile avere moduli bi-facciali nei quali la luce può essere assorbita sia frontalmente che posteriormente. Di conseguenza, in questo caso entrambe le facce del modulo necessitano di essere trasparenti [16, 49].

Infine, una cornice di alluminio è utilizzata in modo rafforzare la struttura del pannello, proteggerla da ulteriori infiltrazioni d'acqua e facilitare le operazioni di montaggio [16].

Capitolo 3

Sistema fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici sono divisi in 2 categorie: sistemi connessi alla rete, detti anche on-grid o grid-connected e sistemi isolati, detti anche off-grid o stand-alone. Nei primi, l'energia elettrica prodotta può essere utilizzata per alimentare carichi elettrici e/o essere immessa nella rete elettrica. Quest'ultimi solitamente non dispongono di un sistema di accumulo, in quanto non necessario. Nei sistemi off-grid invece, l'energia prodotta viene utilizzata esclusivamente per alimentare dei carichi elettrici e l'energia in eccesso viene immagazzinata in dei sistemi di accumulo, in modo da poter essere utilizzata durante le ore di scarso irraggiamento [49]. Quest'ultimi saranno i sistemi presi in esame per lo studio. In *figura 3.0.1* appare chiaro come

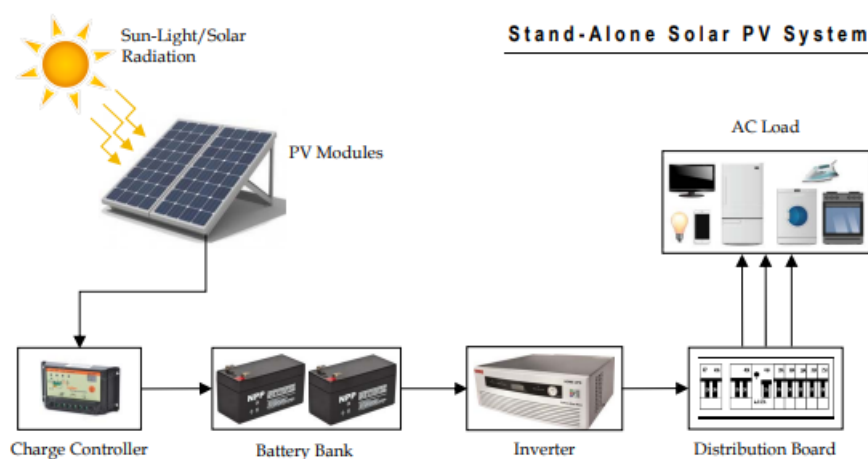


Figura 3.0.1: Schema a blocchi di un tipico impianto fotovoltaico di tipo off-grid[3].

un impianto fotovoltaico stand-alone sia costituito da molteplici componenti che ne permettono il corretto funzionamento. I più importanti risultano essere: il campo fotovoltaico, un MPPT (Maximum Power Point Tracker) o

inseguitore di punto di massima potenza, il regolatore di carica, l'inverter o convertitore DC/AC, l'impianto di accumulo e il quadro elettrico [29, 48, 49]. Di seguito verranno quindi discusse le principali componenti di un sistema fotovoltaico e i problemi che più spesso si presentano e che ne influenzano maggiormente la resa energetica.

3.1 Modulo, stringa, blocco e array fotovoltaico

Come già accennato in precedenza, a causa della loro fragilità varie celle sono connesse tra loro e incapsulate in un'unica solida struttura, in grado di proteggerle da danni provenienti dall'ambiente esterno; questa struttura costituisce un modulo fotovoltaico. La durata media di un modulo risulta essere pari a circa 25-30 anni [49].

La connessione serie delle celle è fondamentale per raggiungere livelli di tensioni in uscita adeguati [17]. Considerando che mediamente una cella presenta una V_{MP} pari a $0.5 V^1$ e che solitamente sono inserite dalle 36 alle 72 celle in serie, è possibile ottenere una V_{MP} totale rispettivamente pari a 19 e 36 V [15, 17]. Analogamente la corrente in uscita risulta essere pari alla somma della corrente prodotta dalle singole celle collegate in parallelo [49, 15]. È importante ricordare che la tensione e la corrente nominale sono misurate in condizioni di test standard, ovvero:

- irraggiamento pari a $1 kW/m^2$;
- temperatura della cella pari a $25 ^\circ C$;
- AM=1.5²

La curva caratteristica corrente-tensione di un modulo risulta essere analoga a quella di una singola cella, ad eccezione dei maggiori valori di tensione e corrente d'uscita (nel caso in cui ogni cella sia elettricamente identica e operante nelle stesse condizioni) [15].

La connessione in serie di celle o moduli solari viene detta stringa, la connessione in parallelo di stringhe è detta blocco mentre la connessione in serie e parallelo costituisce un campo o un array fotovoltaico. La connessione tra moduli e stringe avviene tramite cavi resistenti ai raggi UV e agli agenti atmosferici; tuttavia, a causa delle inevitabili cadute di tensione sui cavi, una parte della potenza viene dissipata sotto forma di calore per effetto Joule, riducendo quindi l'efficienza del campo fotovoltaico [49].

¹In condizioni di test standard.

²L'air mass, o air mass coefficient, è definito come il rapporto tra L/L_0 , circa uguale a $1/\cos\theta$, dove L è la lunghezza percorsa dalla radiazione incidente lungo l'atmosfera, mentre L_0 è la lunghezza che percorrerebbe la radiazione incidente allo zenit. θ rappresenta l'angolo tra la radiazione incidente e lo zenit [8, 49].

3.1.1 Ombreggiamento

Quando si ha che fare con un sistema fotovoltaico, una delle principali problematiche risulta essere l'ombreggiamento, in quanto può causare una drastica riduzione della corrente in uscita e, di conseguenza, della potenza prodotta. A seconda del modo in cui sono collegate le celle, l'ombreggiamento di una di queste può creare una riduzione più o meno drastica della potenza generata [35, 49, 19].

Nel caso di celle collegate in parallelo, la riduzione di potenza causata dall'ombreggiamento di una di esse risulta piuttosto contenuta, in quanto la diminuzione della corrente prodotta dalla singola cella non influisce drasticamente sulla corrente uscente dal parallelo delle altre celle [35].

Viceversa, per celle collegate in serie, si ha un'importante riduzione di potenza, in quanto la corrente totale risulta limitata alla corrente generata dalla cella maggiormente ombreggiata. La corrente in surplus, prodotta dalle altre celle, le polarizza direttamente e se la serie viene cortocircuitata la cella ombreggiata risulta polarizzata inversamente, portando ad una elevata dissipazione di potenza. Se la tensione aumenta eccessivamente la cella rischia di surriscaldarsi e causare danni permanenti. Per questo motivo viene inserito un diodo di bypass in antiparallelo ad un gruppo di celle, in modo da limitare la tensione massima inversa che si può venire a creare. In questo modo, la corrente che scorre attraverso la stringa sarà pari a quella generata dalle celle maggiormente illuminate, bypassando il gruppo di celle in cui è presente la cella oscurata, perdendo però la potenza generata dal gruppo diminuendo la tensione in uscita [49, 9, 35, 13]. La tensione massima inversa che si crea ai capi della cella ombreggiata è pari a [39]:

$$V_{REV_{MAX}} = \left(\sum_{i=1}^{\frac{celle}{stringa} - 1} V_{CELLA,i} + V_F \right) \quad (3.1)$$

Dove $\frac{celle}{stringa}$ è il numero di celle per stringa, V_F è la tensione di soglia del diodo di bypass e $V_{CELLA,i}$ è la V_{OC} della cella i -esima. Solitamente il gruppo di celle per singolo diodo di bypass non è mai superiore a 24 in quanto un numero maggiore aumenterebbe la probabilità di ottenere tensioni prossime a quelle di rottura della cella (per le celle al silicio la tensione è dell'ordine dei -15 V). Quindi per un tipico modulo da 60/72 celle sono richiesti 3 diodi di bypass. Di conseguenza una sola cella ombreggiata può ridurre al massimo la potenza dell'intera stringa di celle di 1/3 [39].

Come si può notare in *figura 3.1.1*, un effetto identico si ha in un array nel caso in cui una stringa all'interno di un blocco risulti scollegata. La corrente di tutto l'array risulta quindi limitata dal blocco avente la stringa difettosa [14].

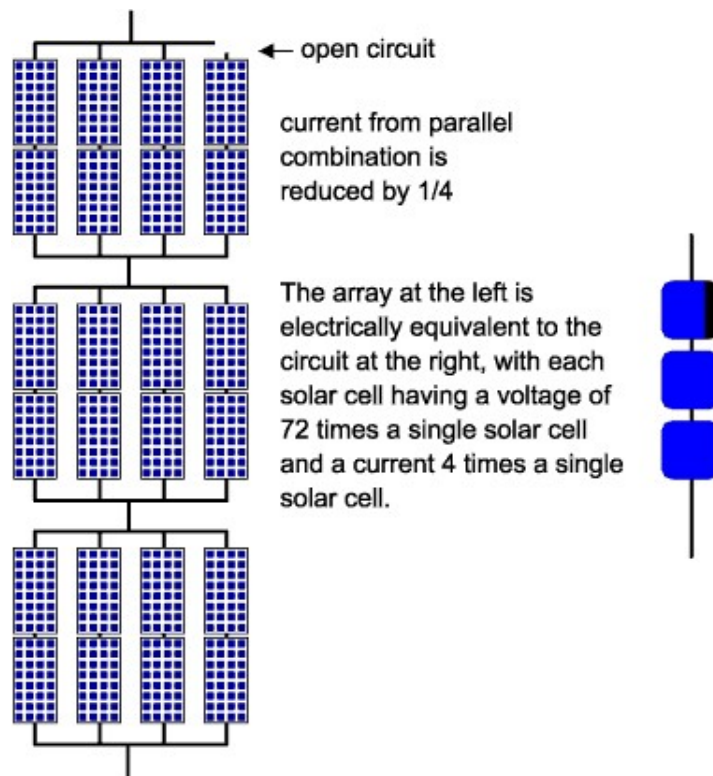


Figura 3.1.1: Esempio di riduzione di potenza in un array fotovoltaico. La corrente totale risulta essere ridotta di un quarto a causa della stringa difettosa presente nel blocco del campo fotovoltaico [14].

3.2 Inseguitore di potenza

In condizioni di irraggiamento uniforme, una cella solare presenta un solo punto in cui la potenza generata è massima. Tuttavia, essendo la curva I/V di un pannello fotovoltaico significativamente dipendente da condizioni variabili come irraggiamento, ombreggiamento e temperatura, il punto di massima potenza non è mai costante, come è possibile osservare in *figura 2.2.5* e in *figura 3.2.1*. Circuiti e algoritmi devono quindi essere utilizzati per ottimizzare la potenza in uscita, adattando adeguatamente l'impedenza del carico vista dal pannello [27, 5].

L'obiettivo è quello di avere un pannello il quale si trovi, in ogni condizione di lavoro, nel punto di massima potenza. In tal caso si ha che I_{PV}/V_{PV} è uguale, in modulo, alla derivata dI_{PV}/dV_{PV} , in quanto nel punto di massima potenza si ha che:

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(V_{PV}I_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + \frac{V_{PV}dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \quad (3.2)$$

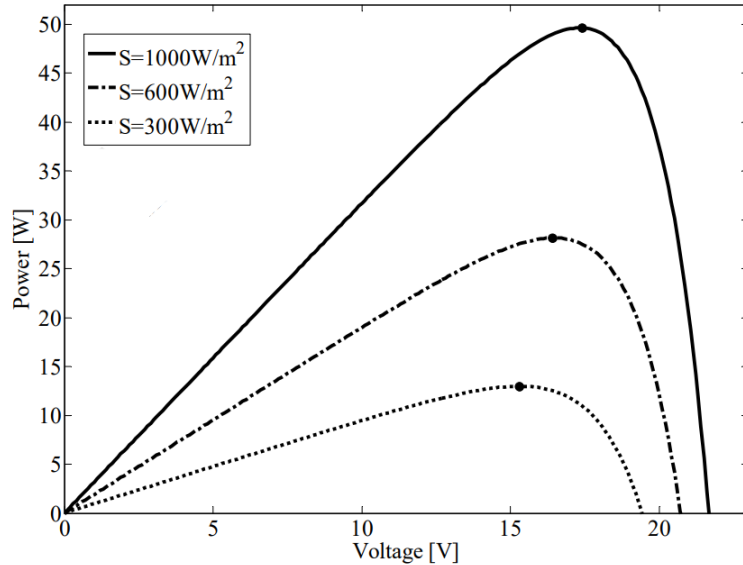


Figura 3.2.1: Curva V/P di un pannello da 50 W per 3 diversi valori di intensità di radiazione incidente. In ogni curva è rappresentato il punto di massima potenza rappresentato dal punto nero [27].

Dove I_{PV} e V_{PV} sono la corrente e la tensione in uscita del pannello solare. Per fare ciò vengono utilizzati vari algoritmi tra cui il metodo della conduttanza incrementale, dove la conduttanza istantanea I_{PV}/V_{PV} viene confrontata con la conduttanza incrementale dI_{PV}/dV_{PV} . Siccome nel punto di massima potenza si deve avere che $dI_{PV}/dV_{PV} + I_{PV}/V_{PV} = 0$, tramite un convertitore DC-DC di tipo buck/boost è possibile aumentare o diminuire la tensione V_{PV} fino a quando tale condizione non è soddisfatta. In particolare se $dI_{PV}/dV_{PV} + I_{PV}/V_{PV} > 0$, allora nella curva potenza/tensione il punto a massima potenza è situato a destra del punto di lavoro attuale, di conseguenza, la tensione V_{PV} deve essere aumentata, se invece è < 0 deve diminuire. Una volta raggiunto il punto, la tensione viene mantenuta costante fino a quando non si hanno variazioni nella corrente [27, 5]. Questo dispositivo solitamente si può trovare già implementato come primo stadio di un inverter [35].

3.3 Regolatore di carica

Un regolatore di carica deve essere inserito in modo da non caricare o scaricare eccessivamente le batterie, in quanto ciò potrebbe ridurre il loro ciclo di vita [31, 47]. Vari algoritmi sono utilizzati, ma possono essere classificati in 2 macro categorie [47]:

- On/Off: tutto l'array o una sua parte viene disconnessa dalla batteria per evitarne la sovraccarica.
- Soft: la eccessiva carica delle batterie è evitata tramite l'utilizzo di elementi dissipativi serie o shunt o di un controllo PWM. Non essendoci alcuna disconnessione della batteria dall'array, parte della potenza viene dissipata sotto forma di calore, limitando la corrente entrante nella batteria. Si ha quindi un miglior assorbimento energetico rispetto ai controllori on/off. Tuttavia, la necessità di usare dissipatori termici ne limita l'utilizzo per applicazioni a potenza minore.

Seppur un MPPT integrato è consigliato non risulta essere sempre presente all'interno dei regolatori di carica [47].

3.4 Inverter

Come già detto in precedenza, un campo fotovoltaico fornisce in uscita valori continui di tensione e corrente che devono essere convertiti in alternata per poter essere utilizzati. Un inverter è quindi necessario per effettuare la conversione DC-AC. Ciò viene svolto sfruttando la tecnica PWM, Pulse Width Modulation, tramite la quale è possibile generare un treno di impulsi di durata variabile ad alta frequenza (dell'ordine delle decine di kHz) [49]. Il segnale deve poi essere propriamente filtrato da un filtro passa banda o passa banda, in modo da fornire in uscita un'onda sinusoidale.

A seconda che l'inverter sia destinato ad un sistema connesso alla rete o meno diverse soluzioni sono disponibili. Nel caso in cui sia possibile avere l'intero array fotovoltaico orientato nella stessa direzione e raramente ombreggiato, l'utilizzo di un solo inverter centralizzato per tutto l'impianto può essere una buona soluzione. I suoi principali vantaggi sono un basso costo e un'alta efficienza di conversione, tuttavia, presenta una bassa affidabilità. Essendoci un bus in corrente continua che collega tutte stringhe ad un unico inverter, nel caso in cui l'inverter cessasse di funzionare non vi sarebbe un percorso alternativo per la corrente. Di conseguenza, tutto il sistema fotovoltaico cesserebbe di funzionare [49, 36, 43].

Una soluzione alternativa è quella di usare un inverter di stringa, dove un solo inverter è collegato a tutta una stringa fotovoltaica [36]. Questa può essere una buona scelta nel caso in cui si abbiano pannelli spesso ombreggiati e orientati in differenti direzioni, in quanto avendo un MPPT per ogni inverter di stringa, non si hanno problemi di mismatch tra stringhe [49]. In questo caso l'affidabilità è maggiore rispetto all'inverter centralizzato, ma l'identificazione di malfunzionamenti nei singoli pannelli risulta difficoltosa, in quanto è possibile avere informazioni solo dell'intera stringa.

Invece che usare un inverter di stringa, è possibile utilizzare un micro-inverter collegato ad ogni pannello. Questa soluzione presenta vari vantaggi quali [43]:

- maggiore efficienza: essendo i pannelli collegati non più in serie ma in parallelo e avendo ciascuno un MPPT, gli effetti di mismatch sono notevolmente ridotti [39];
- buon ciclo di vita, pari a circa 25 anni;
- possibilità di monitorare singolarmente ogni pannello;
- semplicità di espansione dell'impianto: ad un normale inverter è possibile collegare un numero limitato di pannelli solari. Nel caso in cui si decidesse di ampliare il campo fotovoltaico potrebbe essere necessario dover sostituire l'inverter con uno avente una taglia maggiore. Questo problema non è presente nei micro-inverter, in quanto rendono i pannelli dei dispositivi plug-and-play;
- alta affidabilità, nel caso in cui vi sia un malfunzionamento in uno dei micro-inverter vi sarà solo una diminuzione della potenza generata.

Sono tuttavia più sensibili a fattori ambientali, essendo montati sul tetto, la loro rimozione e manutenzione è più complessa e il loro costo complessivo è maggiore rispetto ad quello di un normale inverter [43].

Eventualmente è possibile utilizzare degli ottimizzatori fotovoltaici. Sono dei dispositivi costituiti da un convertitore DC-DC avente un inseguitore di potenza integrato [35, 41]. Sono montati dietro ogni pannello fotovoltaico e permettono di ottenere una migliore efficienza, specie in caso di ombreggiamento dei pannelli rispetto ad una normale soluzione a inverter centralizzato [7, 35]. Ogni pannello è in grado di funzionare in modo indipendente dall'altro, di conseguenza nel caso in cui un pannello risulti ombreggiato, i rimanenti pannelli collegati nella stessa stringa funzioneranno nel loro punto di massima potenza [7]. I pannelli sono poi collegati in serie tra loro tramite gli ottimizzatori di potenza per poi essere collegati ad un inverter centralizzato. Grazie agli ottimizzatori è possibile inoltre monitorare ogni pannello e aumentare la sicurezza del sistema [41]. Vari ottimizzatori commerciali infatti, come quelli di Huawei o SolarEdge, presentano una funzione di spegnimento automatico in caso di surriscaldamento in modo da evitare danni permanenti al dispositivo. Una volta raggiunta una temperatura regolare, gli ottimizzatori riprenderanno in modo autonomo il proprio funzionamento. Quest'ultima opzione è la più comunemente utilizzata per sistemi off-grid.

3.5 Impianto di accumulo

Per sistemi fotovoltaici connessi alla rete, una mancanza di energia può facilmente essere sopperita grazie alla connessione alla rete elettrica. Questa

soluzione risulta chiaramente impossibile per sistemi off-grid, che necessitano quindi di sistemi d'accumulo d'energia per ridurre al minimo i periodi in cui l'energia richiesta risulta superiore all'energia prodotta [12, 46]. Attualmente le batterie più comunemente utilizzate sono quelle al piombo-acido e agli ioni di litio. Queste ultimi sono preferibili in quanto presentano un alto ciclo di vita, alta efficienza di scarica e carica e un basso tasso di auto-scarica. Sono anche molto usate per fornire transitoriamente energia a carichi che presentano un picco di corrente richiesta maggiore della massima corrente erogabile da un array fotovoltaico [12].

Solitamente l'intervallo dello stato di carica (state of charge o SOC) della batteria viene limitato in modo da non ridurre drasticamente il ciclo di vita (ad esempio è possibile avere un intervallo pari a 0-80 %, il che vuol dire che la batteria sarà caricata fino all'80 % della sua massima capacità e scaricata completamente). Si è notato infatti che all'aumentare dell'intervallo utilizzato si ha una riduzione della durata media della batteria. In particolare, per batterie agli ioni di litio, un intervallo del 0-100 % porta ad una durata media pari a circa 12 anni mentre limitando la carica al 47 % si può ottenere una durata di quasi 26 anni. È chiaro che nel secondo caso l'energia che è possibile estrarre risulta ridotta [50]. Di conseguenza è importante scegliere batterie che permettano una scarica e carica completa pur mantenendo un buon ciclo di vita. Un grande difetto delle batterie al litio rispetto alle batterie al piombo-acido, risulta essere tuttora l'importante costo iniziale [46, 50]. Per questo motivo è consigliato cercare di ottimizzare al meglio il sistema per ridurre al minimo la taglia delle batterie necessarie. Questo tema verrà affrontato in seguito più approfonditamente, mettendo in mostra i risultati ottenuti con diverse taglie e con sistemi più o meno ottimizzati.

3.6 Quadro elettrico

Per impianti fotovoltaici si possono solitamente avere due tipi di quadri elettrici, il quadro elettrico di parallelo di stringhe e quadro elettrico di stringa o di campo. Il primo è utilizzato per sistemi aventi inverter di stringa e lavora in alternata, mentre il secondo è richiesto per inverter centralizzati e lavora in continua [49]. Le funzioni del quadro elettrico di stringa sono [49]:

- consentire la selezione e connessione in parallelo delle stringhe;
- proteggere le stringhe tramite l'utilizzo di diodi di blocco. Questi diodi, posti in serie ad ogni stringa, impediscono la circolazione di una corrente inversa su una stringa ombreggiata o danneggiata. La stringa può infatti comportarsi come un componente passivo, assorbendo parte della corrente generata dall'array fotovoltaico e riducendone quindi la potenza prodotta;

- nel caso di piccoli impianti, integra dispositivi per la regolazione della carica della batteria;
- proteggere le stringhe da sovratensioni indotte tramite scaricatori verso terra.

Il quadro elettrico di parallelo invece, permette il collegamento in parallelo degli inverter di stringa.

Capitolo 4

Stima consumo

Per fare un corretto dimensionamento di un impianto fotovoltaico è necessario conoscere i consumi medi dell'abitazione nella quale si vuole installare l'impianto. Si cercherà quindi di stimare i consumi di una famiglia di 4 persone in modo da poter poi decidere la taglia del sistema solare più adeguata.

4.1 Carichi considerati

I dati riportati si basano sul consumo medio di una famiglia di 4 persone. Tuttavia, alcuni consumi sono stati leggermente variati per cercare di ridurre il consumo complessivo, in particolare per i carichi più energivori. Si è cercato di utilizzare elettrodomestici aventi una buona efficienza energetica in modo da ridurre i consumi energetici. Sono stati presi in considerazione i seguenti carichi con i relativi tempi di utilizzo:

- lampadine a LED: 10 lampadine da 10 W con un utilizzo medio di 6 h al giorno;
- televisore: è stato preso in considerazione un televisore da 40 pollici, con un utilizzo medio di 4 h al giorno;
- lavatrice e asciugatrice: si è scelta una lavatrice avente una capacità di carico pari a 9 kg utilizzata a giorni alterni. Discorso analogo per l'asciugatrice;
- lavastoviglie: mediamente il numero di cicli settimanali è prossimo a 5 ma per ridurre lievemente i consumi totali è stato considerato un utilizzo a giorni alternati;
- frigo-congelatore: capacità pari a 300 L ;
- computer: sono stati considerati 3 computer desktop di fascia media utilizzati per 2 h al giorno;

- forno: usato per 1 h al giorno a giorni alternati;
- piano a induzione: usato giornalmente per 2 ore;
- pompa di calore: mediamente è usata nei mesi freddi per circa 8 ore e mezza mentre nei mesi caldi per circa 6 ore e 20, tuttavia essendo il carico più energivoro è stato considerato come utilizzo medio 6 h al giorno per 6 mesi.

4.2 Risultati ottenuti

Riassumendo tutti i carichi si ottengono i seguenti risultati:

Carichi	Consumo annuo [kWh/annuo]	Consumo giornaliero [kWh/giornalieri]
Televisore	82	0.22
Computer	197.1	0.54
Lampadine LED	219	0.6
Lavatrice	250	0.68
Asciugatrice	281	0.77
Frigo-congelatore	309	0.85
Lavastoviglie	310	0.85
Forno	365	1
Piano a induzione	1460	4
Pompa di calore	1785	4.89
Consumo totale	5258.59	14.61

Tabella 4.1: Carichi considerati e loro consumo medio.

Capitolo 5

Dimensionamento

Ottenuti i dati relativi al consumo medio si può procedere al dimensionamento del sistema. È necessario scegliere la taglia ottimale dei pannelli solari e del sistema d'accumulo, in modo da cercare minimizzare i costi e il numero di giorni in cui l'energia prodotta risulta inferiore a quella richiesta. Essendoci infatti uno scostamento importante tra la potenza incidente massima (durante il periodo estivo) e quella minima (durante il periodo invernale), fare un impianto in grado di sopperire completamente ai consumi energetici risulta difficoltoso. Nel caso in cui il sistema venisse dimensionato per il periodo invernale, in modo da compensarne la scarsa produzione energetica, si incorrerebbe inevitabilmente in un eccessivo sovradimensionamento per il periodo estivo, dove si avrebbe un elevato spreco di energia. Chiaramente nel caso opposto, durante il periodo invernale, si avrebbe un drastico deficit energetico, di conseguenza questa opzione risulta impraticabile. Un trade-off è quindi richiesto per cercare di ottenere la soluzione migliore.

5.1 Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico

Per scegliere la taglia dei pannelli fotovoltaici da utilizzare è fondamentale conoscere la zona in cui avverrà l'installazione. In particolare è di interesse l'energia media giornaliera della radiazione solare, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici. Un tool utile per avere una stima della radiazione incidente nella zona di interesse è PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System. Tramite questo tool online è possibile ottenere dati sulla radiazione media incidente giornaliera per ogni mese di interesse, specificando il range di anni da analizzare. Si può notare in *figura 5.1.1* come il valore minimo di energia della radiazione solare incidente giornalmente a Cesena sia di circa $1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$, mentre la massima sia pari a circa $7.5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$. Come già detto precedentemente, a causa di questa forte variazione fra valori massimi e minimi di energia incidente, un

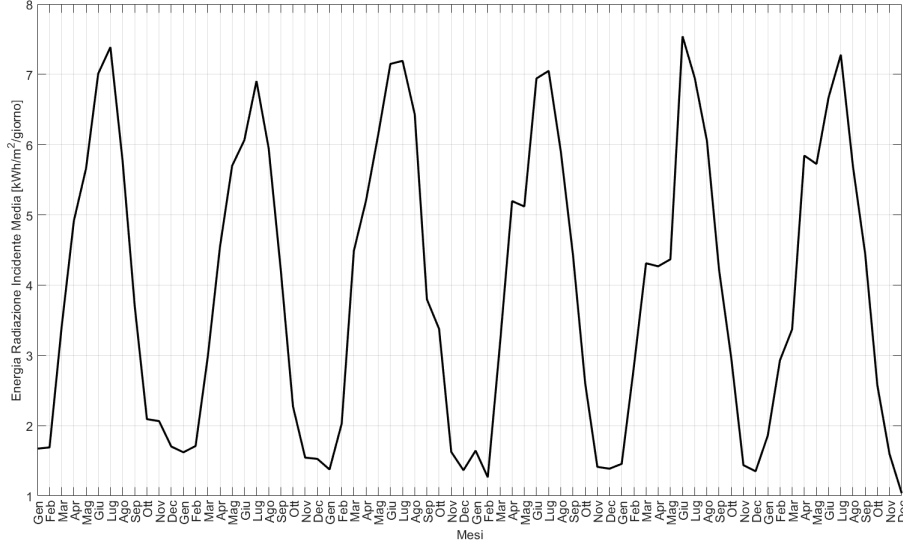


Figura 5.1.1: Andamento dell'energia media incidente giornalmente per metro quadro dal 2015 al 2020.

dimensionamento ottimale risulta essere piuttosto ostico ed un compromesso risulta inevitabile.

Considerando che la potenza di picco dichiarata dell'array fotovoltaico corrisponde a [29]:

$$P_{PEAK} = P_{STD} * Area_{PV} * \eta_{PV} \quad (5.1)$$

Dove P_{STD} è la potenza della radiazione incidente per metro quadro in condizioni standard in W/m^2 , ovvero $1000 W/m^2$, mentre η_{PV} è l'efficienza dell'array fotovoltaico. L'area può essere invece ottenuta dalla seguente equazione [29]:

$$Area_{PV} = \frac{E_{RICHIESTA}}{E_{AVG} * \eta_{PV} * \eta_{INV} * \eta_{BATT} * T_{CF}} \quad (5.2)$$

Dove $E_{RICHIESTA}$ è l'energia consumata giornalmente in kWh/giorno, E_{AVG} è l'energia della radiazione solare incidente giornalmente espressa in $kWh/(m^2 * giorno)$, η_{INV} e η_{BATT} sono l'efficienza dell'inverter e delle batterie, i cui valori tipici sono rispettivamente 0.9 e 0.85, infine T_{CF} è il fattore di correzione di temperatura definito come:

$$T_{CF} = 1 + T_C * (T_{CELLMAX} - 25) \quad (5.3)$$

Dove $T_{CELLMAX}$ è la massima temperatura raggiunta dalla cella, mentre T_C è il coefficiente di temperatura, che per celle al silicio è pari a circa -0.5

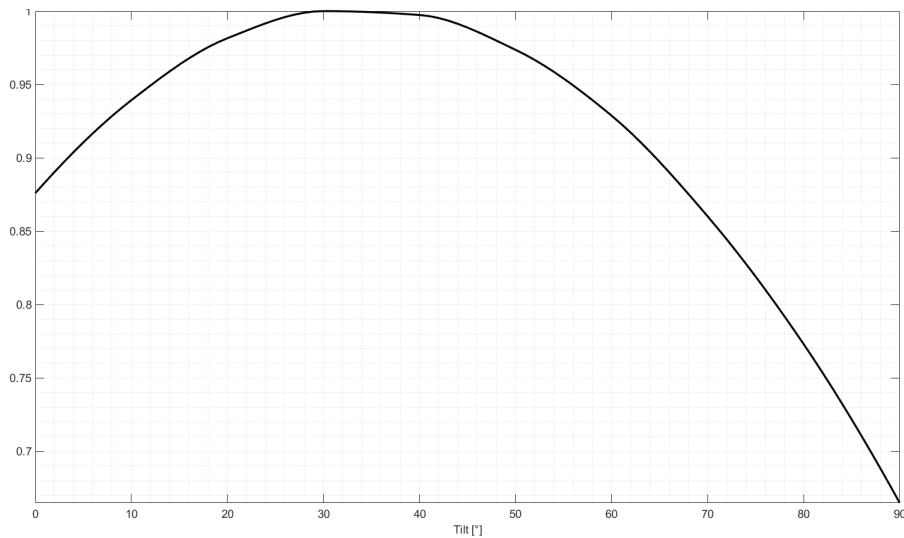


Figura 5.1.2: Andamento dell'energia media prodotta giornalmente normalizzata da un campo fotovoltaico al variare dell'angolo di tilt. L'angolo di azimuth è pari a 0° .

$\%/^\circ C$, ovvero si ha una diminuzione della potenza dalla cella fotovoltaica di circa 0.5% per un aumento di $1^\circ C$ sopra i $25^\circ C$ [29, 34]. Essendo l'energia incidente media giornaliera a Cesena pari a circa $3.95 \text{ kWh}/(m^2 * \text{giorno})$ [49], si ottiene che la potenza richiesta dell'array è pari a circa 7 kWp con un ingombro di circa 34 m^2 , considerando pannelli aventi un'efficienza pari al 21% , essendo ormai un valore comune per celle al silicio monocristallino [32], e una temperatura massima della cella pari a $60^\circ C$.

È importante anche prendere in considerazione l'angolo di inclinazione dei pannelli solari, in particolare l'angolo di tilt e l'angolo di azimuth. A seconda dell'angolo scelto si può infatti avere una riduzione più o meno marcata dell'energia prodotta, come è mostrato nei due grafici in *figura 5.1.2* e in *figura 5.1.3*.

L'angolo di tilt rappresenta l'inclinazione del pannello solare rispetto al piano orizzontale, mentre l'angolo di azimuth è l'angolo tra il pannello e la direzione Sud. È consigliato utilizzare un angolo di azimuth pari a 0° o 180° , a seconda di quale emisfero ci si trovi. Si deve infatti cercare di puntare ogni pannello verso l'equatore; di conseguenza, l'angolo di azimuth sarà pari a 0° nell'emisfero boreale e 180° nell'emisfero australe. L'angolo di tilt ottimo invece, dipende dalla stagione considerata: durante il periodo estivo sono preferibili angoli piccoli, circa 15° , viceversa, durante il periodo invernale grandi angoli, circa 65° , consentono un maggior rendimento energetico [49]. Non è consigliato orientare i pannelli in modo da ottimizzare la resa durante il periodo estivo in quanto l'energia raccolta durante il periodo

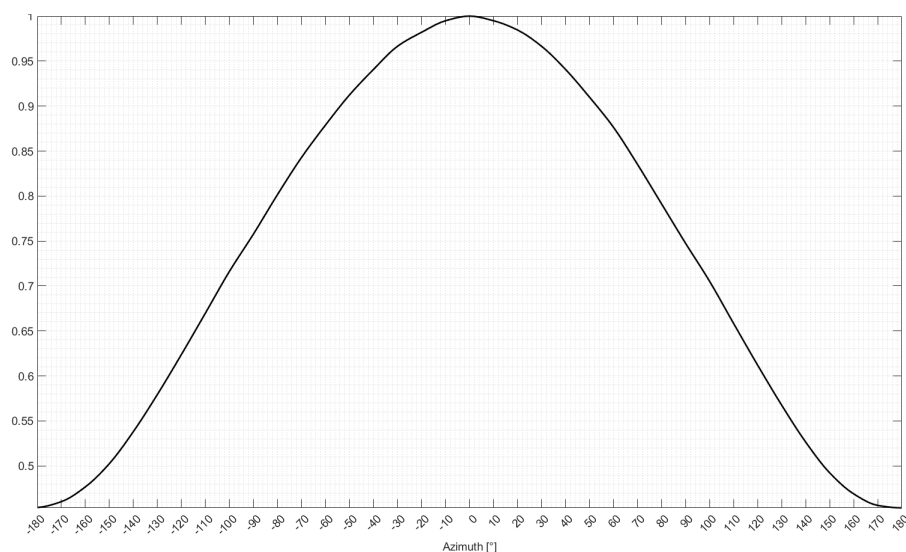


Figura 5.1.3: Andamento dell'energia media prodotta giornalmente normalizzata da un campo fotovoltaico al variare dell'angolo di azimuth. L'angolo di tilt è pari a 45° .

invernale sarebbe solo il 65 % di quella ottenibile. Nel caso in cui si scegliessero invece alti angoli di tilt, in modo da incrementare l'energia raccolta in inverno, l'energia raccolta annualmente sarebbe pari al 90 % della massima ottenibile [49], come si può notare in *figura 5.1.2*. Inoltre, dal grafico in *figura 5.1.4*, si nota come per alti angoli di tilt si abbia una riduzione del picco della produzione energetica durante il periodo estivo, in favore di una distribuzione più omogenea dell'energia prodotta durante l'anno. Siccome lo scopo di un impianto stand-alone è quello di sopperire alla costante richiesta energetica durante tutto l'anno, è preferibile utilizzare angoli che favoriscano una distribuzione il più omogenea possibile dell'energia prodotta. Di conseguenza, angoli pari a $45 \div 60^\circ$ risultano essere la soluzione ottimale per questo tipo di sistema.

5.1.1 Ingombro del campo

Nella maggioranza degli scenari l'area disponibile per installazione di pannelli solari è limitata e non è inoltre sempre possibile ottenere un array orientato in modo ottimale. Si è visto come un orientamento non ottimale dei pannelli fotovoltaici può ridurne l'energia prodotta. Di conseguenza, è necessario un sistema avente una taglia maggiore per ottenere gli stessi risultati di un campo orientato correttamente. Come si può osservare in *figura 5.1.3*, campi orientati verso sud-est o sud-ovest, presentano una riduzione dell'energia prodotta media pari a circa il 8 % mentre, se orientati ad est

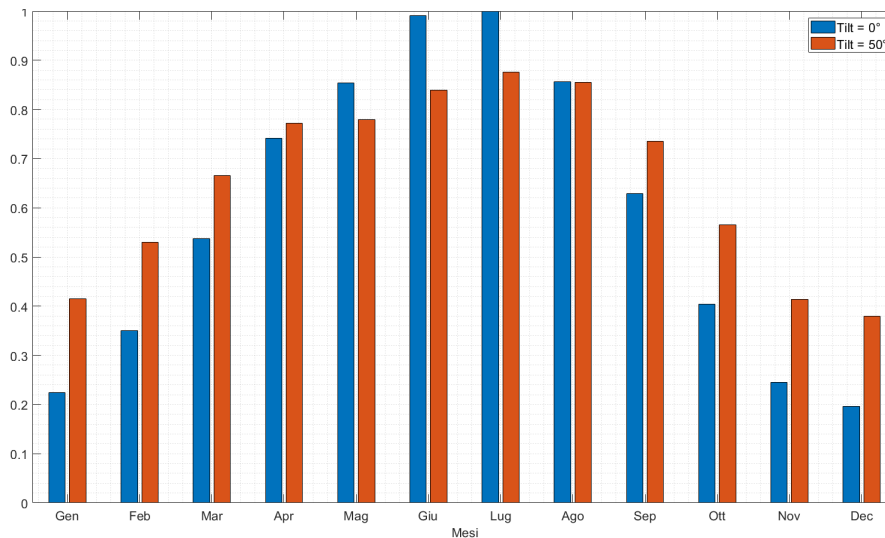


Figura 5.1.4: Grafico dell'energia media prodotta giornalmente normalizzata da un campo fotovoltaico per due angoli di tilt per i diversi mesi dell'anno. In rosso è rappresentato il caso avente l'angolo di tilt pari a 0 °, mentre per il grafico in blu l'angolo considerato è pari a 50 °.

o ad ovest, la riduzione può arrivare fino al 25 %. Ovviamente anche la scelta dell'angolo di tilt può influenzare la resa energetica del campo, tuttavia, come è possibile notare in *figura 5.1.2* l'effetto è più contenuto. L'area occupata è ovviamente drasticamente influenzata anche dall'efficienza dei pannelli solari. Essendo l'efficienza definita come:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{PEAK}}{P_{SDT} * Area_{PV}} \quad (5.4)$$

pannelli aventi un'efficienza maggiore tenderanno ad occupare un'area sempre più ridotta. Quindi, per limitare al minimo l'ingombro del campo fotovoltaico è importante cercare di utilizzare pannelli ad alta efficienza energetica e orientati in modo ottimale. Viceversa si ha, a parità di area occupata, una riduzione della potenza del campo, oppure un aumento del costo e dell'ingombro del campo, a parità di energia elettrica generata. Per sistemi aventi una potenza dell'ordine delle decine di KWp , l'area occupata può superare anche i $100 m^2$; i riportati in *tabella 6.3* infatti, mostrano come per un campo da $24 kWp$, l'ingombro sia pari a $114 m^2$, pur utilizzando pannelli aventi un'efficienza pari al 21 %. È necessario quindi prestare particolare attenzione a questi fattori, massimizzando la resa energetica dei pannelli, in modo da non incrementare ulteriormente l'ingombro del campo.

5.2 Dimensionamento dell'inverter

La potenza nominale dell'inverter deve sempre essere maggiore della massima potenza consumata dalle utenze di almeno un fattore pari al 20 %, in modo da essere in grado di fornire energia a tutti i carichi AC [29, 3].

5.3 Dimensionamento della capacità delle batterie

L'utilizzo di batterie è inevitabile nel caso in cui si desideri avere un sistema off-grid. Tuttavia, l'elevato costo per *KWh* rende la soluzione off-grid una scelta per molti proibitiva. È quindi consigliato cercare di ridurre al minimo la capacità richiesta della batterie. La scelta della batteria dipende dal luogo in cui il sistema fotovoltaico sarà installato. In zone molto soleggiate il ruolo delle batterie sarà piuttosto marginale, di conseguenza, la loro capacità potrà essere ridotta. Viceversa in zone in cui le giornate nuvolose siano particolarmente frequenti, le batterie risulteranno più decisive. Anche il proprio profilo di carico può impattare notevolmente sul dimensionamento della capacità delle batterie. Infatti, nel caso in cui si abbia un consumo concentrato principalmente nelle ore diurne, è possibile utilizzare un sistema avente una capacità di accumulo notevolmente ridotta rispetto al caso in cui il picco di consumo sia presente nelle ore notturne.

Generalmente è consigliabile scegliere una taglia che sia in grado di far fronte a 1 ÷ 5 giornate scarsamente soleggiate. La capacità necessaria può quindi essere calcolata come [29]:

$$C_{BATT} = \frac{N_{GG} * E_{RICHIESTA}}{\eta_{INV} * \eta_{BATT} * DOD} \quad (5.5)$$

Dove DOD rappresenta la massima profondità di scarica (Depth Of Discharge) delle batterie mentre N_{GG} è il massimo numero di giorni nuvolosi consecutivi. Considerando un valore di DOD prossimo al 100 %, è possibile ridurre la capacità necessaria, tuttavia, è importante ricordare come, continue scariche profonde portino ad una importante riduzione della durata della batteria, ciò è particolarmente vero per batterie al piombo-acido [46]. Di conseguenza è consigliato cercare di trovare un compromesso tra taglia della batteria, profondità di scarica e sua durata¹.

Siccome un aumento della capacità di accumulo aumenta l'affidabilità del sistema ma significativamente anche il costo, è necessario cercare la soluzione che minimizzi i costi mantenendo alta l'affidabilità. Varie simulazioni verranno effettuate di seguito per cercare la soluzione migliore.

¹La durata di una batteria è spesso indicata come il numero di anni dopo i quali la sua capacità risulta pari all'80 % del valore iniziale [46].

5.4 Dimensionamento del regolatore di carica

Il regolatore di carica è dimensionato in tensione e in corrente. Il valore di tensione deve essere pari a quello della batteria, mentre la corrente deve essere maggiore di quella di corto circuito di tutto l'array fotovoltaico. Solitamente la taglia del regolatore, in corrente, è pari alla I_{SC} moltiplicata per un fattore pari a 1.3 [3, 29].

5.5 Dimensionamento dei cavi

Come già accennato nel *capitolo 3* è importante che i cavi utilizzati siano resistenti all'acqua e ai raggi UV e che siano dimensionati in modo da ridurre al minimo la caduta di tensione ai loro capi, in modo da contenere le perdite. La sezione dei cavi può essere calcolata dalla seguente formula [3]:

$$A = \frac{\rho * l * I_{MAX} * 2}{V_{DROP}} \quad (5.6)$$

Dove ρ e l rappresentano rispettivamente la resistività e la lunghezza del cavo, I_{MAX} è la massima corrente che può scorrere, mentre V_{DROP} è la massima caduta di tensione ammissibile sul cavo, solitamente pari al 2 % [49, 3].

Capitolo 6

Analisi risultati

Di seguito verranno riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate su PVGIS. Verranno confrontati vari sistemi fotovoltaici e discusse le principali difficoltà che si possono presentare. Particolare attenzione verterà sulla la possibile mancanza energetica durante i mesi invernali, il costo del sistema, il suo ingombro e il suo impatto ambientale.

6.1 Dati utilizzati

Normalmente, durante il dimensionamento del campo fotovoltaico, è consigliato considerare il valore minimo di energia media irradiata giornalmente [3]. Tuttavia, come già detto in precedenza, la differenza tra l'energia irradiata giornalmente minima e massima a Cesena risulta notevole. Si ha infatti che il valore minimo è prossimo a $1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$, mentre il valore massimo è circa $7.4 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$ ¹. A causa di questa importante discrepanza, a seconda dei dati utilizzati per il dimensionamento è possibile ottenere impianti profondamente differenti. Di seguito verranno quindi studiati vari scenari possibili e i relativi risultati. Per ogni simulazione è stato considerato un angolo di tilt pari a 50° , un angolo di azimuth pari a 0° , una profondità di scarica massima delle batterie pari al 90 % e una energia media richiesta giornalmente pari a 15 kWh .

Sono stati scelti 3 valori differenti di energia media della radiazione incidente giornalmente, tramite le quali è stato possibile ottenere i seguenti risultati²:

- campo da 7 kWp , ottenuto considerando il valore medio di energia incidente pari a $3.95 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$;

¹I dati fanno riferimento al database PVGIS-SARAH2 in un intervallo di 6 anni, in particolare dal 2015 al 2020.

²I valori riportati sono stati ottenuti arrotondando per eccesso i risultati ottenuti dalle equazioni descritte nel *capitolo 5.1*.

- campo da 24 kWp ottenuto considerando la minima energia incidente pari a $1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$;
- campo da 10 kWp , ottenuto considerando il valore medio dei due valori di energia incidente precedentemente utilizzati, pari a circa $2.5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{giorno})$;

Per ogni scenario sono state utilizzate due taglie di batteria pari a 21 e 43 kWh , le quali sono in grado coprire la richiesta energetica giornaliera rispettivamente per 1 e 2 giornate nuvolose³.

6.2 Considerazioni energetiche e ambientali

Verranno riportati e analizzati i risultati ottenuti per i 3 sistemi presi in considerazione, concentrandosi principalmente sugli aspetti energetici e ambientali, quali energia prodotta e mancante o quantitativo di CO_2 prodotta.

6.2.1 Studio energetico

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate su PVGIS, in particolare, i vari grafici mostrano l'energia media prodotta giornalmente, l'energia media mancante a coprire il fabbisogno energetico e la frequenza dello stato della batteria a fine giornata.

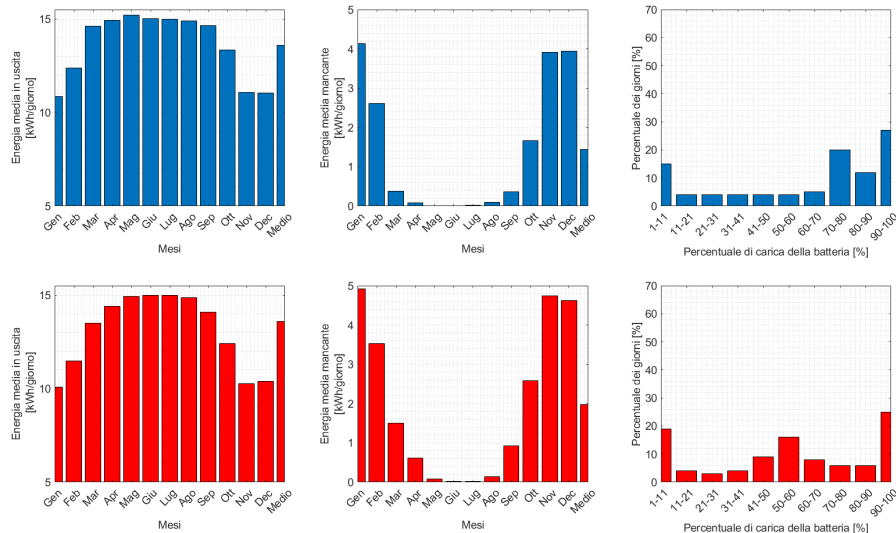


Figura 6.2.1: Risultati ottenuti per un campo fotovoltaico da 7 kWp .

³I due valori sono stati ottenuti arrotondando per difetto i risultati ottenuti dall'equazione 5.5.

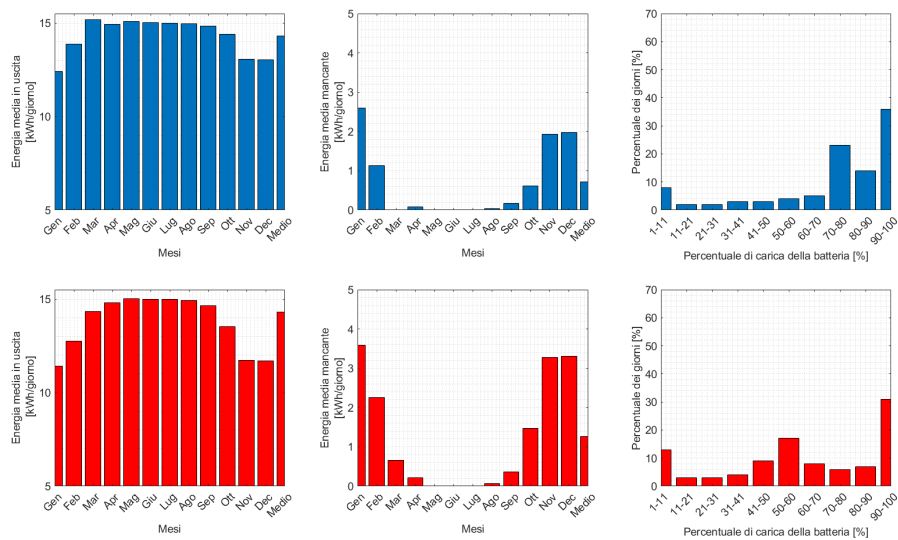


Figura 6.2.2: Risultati ottenuti per un campo fotovoltaico da 10 kWp.

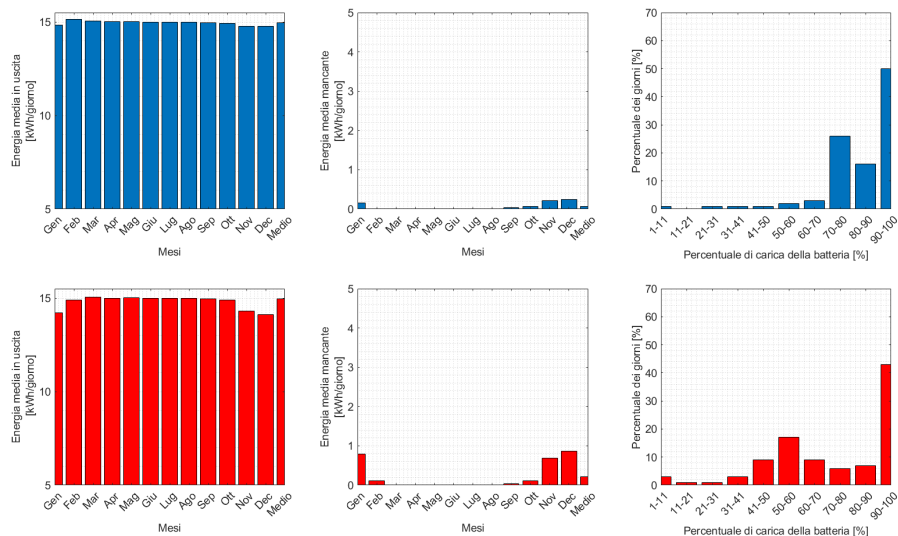


Figura 6.2.3: Risultati ottenuti per un campo fotovoltaico da 24 kWp.

In ogni figura sono riportati i risultati ottenuti per le 2 taglie di batterie, ad esempio in *figura 6.2.1*, la prima riga mostra i risultati ottenuti con un sistema da 7 kWp e un sistema di accumulo da 43 kWh, mentre la seconda avente un sistema di accumulo da 21 kWh. Come si può notare in *figura 6.2.3*, il campo da 24 kWp è l'unico in grado di soddisfare efficacemente la richiesta energetica anche durante il periodo invernale, durante il quale l'energia della radiazione incidente risulta minima. Questo era intuibile, in quanto quest'ultimo è stato dimensionato considerando il valore minimo

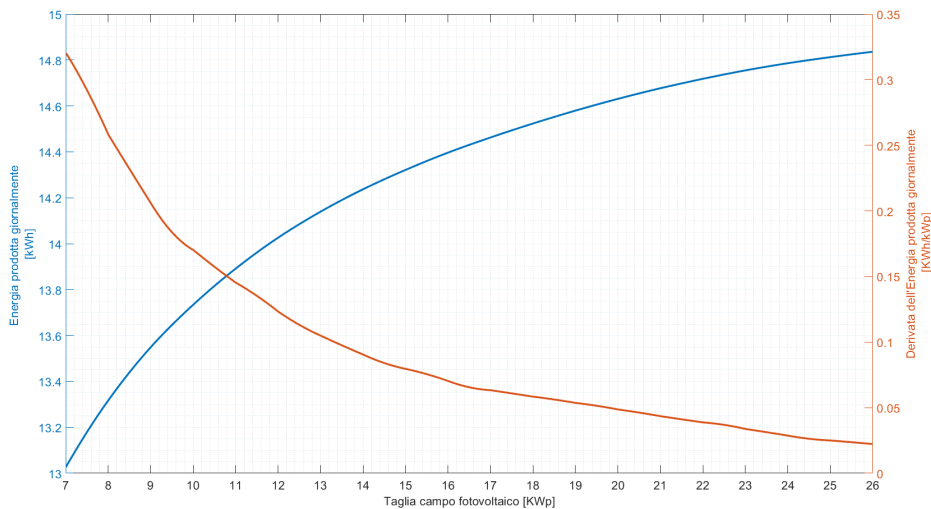


Figura 6.2.4: Confronto dell'energia prodotta giornalmente da un campo fotovoltaico al variare della sua taglia per un sistema off-grid. La capacità del sistema di accumulo considerata è pari a 21 kWh . In rosso è possibile osservare l'andamento della derivata dell'energia prodotta in funzione della taglia del campo.

di energia della radiazione incidente. I risultati riportati in *figura 6.2.1* e in *figura 6.2.2*, mostrano invece come i rimanenti 2 sistemi siano in grado di generare sufficiente energia per buona parte dell'anno, tuttavia, durante il periodo invernale presentano importanti carenze energetiche. Infatti, si ha che il sistema da 7 kWp porta a delle carenze energetiche, che possono arrivare fino anche a $5 \text{ kWh}/(\text{giorno})$, così come il sistema da 10 kWp , anche se in maniera più contenuta. Va evidenziato inoltre come, nel primo scenario, il sistema di accumulo si trovi frequentemente in uno stato di carica prossimo al valore minimo, pari al 10% . Ciò può portare ad una riduzione nella durata delle batterie, specie nel caso in cui si utilizzino batterie al piombo-acido, e quindi ad una loro prematura sostituzione [46]. Le batterie agli ioni di litio invece, presentano la possibilità di effettuare cicli completi di carica e scarica, oltre ad avere una durata maggiore rispetto alla controparte al piombo-acido [50]; sono quindi una scelta preferibile nel caso in cui siano utilizzate all'interno di un sistema fotovoltaico. È importante ricordare comunque che, come già specificato nel *capitolo 3.5*, anche per batterie agli ioni di litio la durata del sistema di accumulo può variare drasticamente a seconda dell'intervallo dello stato di carica utilizzato.

In *figura 6.2.4* è mostrato l'andamento dell'energia media prodotta giornalmente al variare della taglia del campo fotovoltaico. Si può notare come, superati valori pari a circa 20 kWp , l'aumento di potenza risulti po-

co vantaggioso, in quanto l'incremento dell'energia media prodotta risulta essere molto limitato, mentre si ha un importante aumento del costo e dell'ingombro del campo, i quali verranno approfonditi in seguito.

6.2.2 Ottimizzazione profilo di carico

Nella sezione precedente è apparso chiaro come un'ottimizzazione energetica sia necessaria per ridurre al minimo le mancanze energetiche. In particolare, i risultati mostrati sono stati ottenuti considerando un profilo di carico standard, in cui il periodo di maggior consumo è localizzato nelle ore notturne. Di conseguenza, una grande quantità di energia è periodicamente estratta dalla batteria, mentre durante le ore di punta del Sole, in cui il campo fotovoltaico è in grado di produrre il massimo di energia, la richiesta è nettamente ridotta. Nel caso in cui invece, il profilo di carico fosse ottimizzato per sfruttare a pieno l'energia prodotta dal campo, sarebbe possibile ridurre significativamente la capacità richiesta della batteria.

In *figura 6.2.5* si può notare come un campo da 10 kWp , avente un sistema di accumulo da 21 kWh e un profilo di carico ottimizzato, produca risultati simili, in certi casi addirittura migliori, a quelli ottenuti dallo stesso campo avente però un sistema di accumulo con una capacità doppia. Si può notare come le carenze energetiche siano piuttosto simili, mentre lo stato della batteria a fine giornata nei due scenari mostrati importanti differenze. Nel caso di profilo di carico ottimizzato infatti, la batteria si trova spesso in uno stato di carica pari al 90÷100 %, di conseguenza non subisce profondi e frequenti cicli di scarica e carica, il che porta ad un aumento del suo ciclo di vita [50].

Il profilo di carico considerato distribuisce l'energia richiesta in funzione della potenza irradiata giornalmente. In particolare è stata considerata la potenza irradiata mediamente ogni ora durante una giornata di luglio, ottenendo il grafico riportato in *figura 6.2.6*. È chiaro come, un profilo del

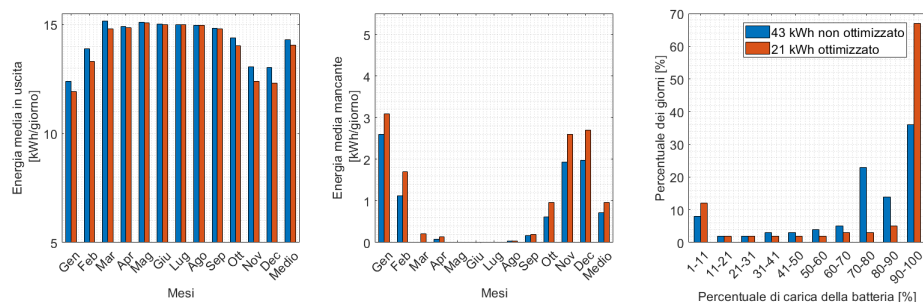


Figura 6.2.5: Confronto tra 2 sistemi da 10 KWp . Il sistema rappresentato in blu presenta una capacità di accumulo pari a 43 KWh mentre in rosso la capacità è pari a 21 kWh . Nel secondo caso il profilo di carico considerato è stato ottimizzato per sfruttare al meglio il campo fotovoltaico.

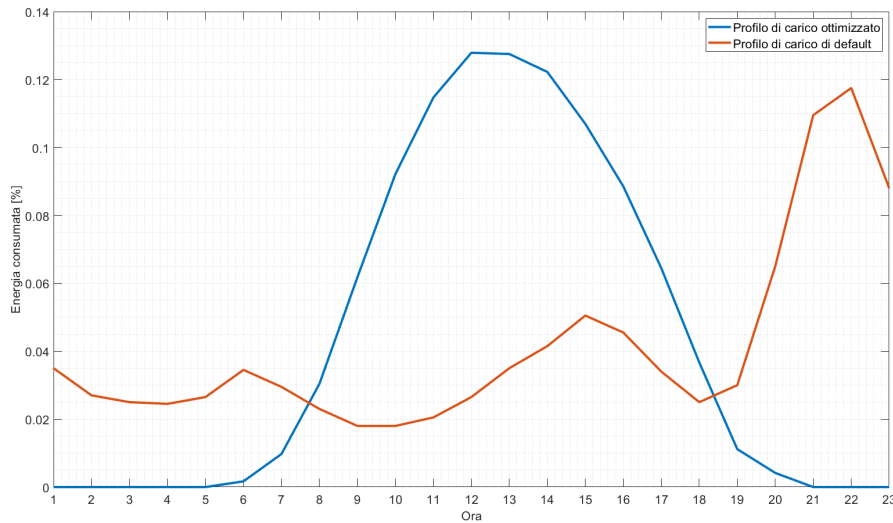


Figura 6.2.6: Confronto profilo di carico ottimale utilizzato, in blu, e profilo di carico standard utilizzato da PVGIS, in rosso.

genere sia difficilmente replicabile; è comunque possibile ridurre il picco di consumo energetico e spostarlo verso le ore diurne. Un modo è quello di sfruttare la funzione di partenza ritardata presente su molti elettrodomestici moderni. Ovviamente questa soluzione è applicabile solo ad un numero ristretto di dispositivi, come lavatrici, asciugatrici o lavastoviglie, ma può comunque portare a importanti miglioramenti nelle prestazioni del sistema a causa del loro elevato consumo energetico.

6.2.3 Produzione di gas serra ed effetti sulla rete elettrica

I sistemi fotovoltaici presentano importanti vantaggi a livello ambientale ed elettrico. Un sistema solare infatti, non emette gas inquinanti durante il suo funzionamento, inoltre i gas emessi durante la sua produzione sono nettamente inferiori rispetto a quelli che si emetterebbero utilizzando generatori a combustibili fossili.

Se si considera infatti che, il quantitativo totale di gas serra emessi per la produzione e lo smaltimento di un pannello solare è pari a circa $1040 \text{ kgCO}_2\text{eq/kWp}^4$ [23], il ciclo di vita di un pannello è pari almeno a 30 anni e che in Italia per ogni KWh di energia prodotto sono emessi $0.4155 \text{ kgCO}_2\text{eq}$ [6], è possibile calcolare il quantitativo di gas serra risparmiato durante tutto

⁴Il CO_2 equivalente è una misura utilizzata per confrontare vari gas serra in base al loro potenziale di riscaldamento globale, GWP. In questo modo è possibile convertire una quantità di gas serra in una quantità equivalente di CO_2 avente lo stesso GWP. Ad esempio il metano ha un GWP di 25, quindi l'emissione di 1 tonnellata di metano corrisponde all'emissione di 25 tonnellate di CO_2 [26].

il ciclo di vita dell'impianto, ottenibile dalla seguente formula:

$$CO_2 = E_{ECCRESSO} * 365 * 30 * 0.4155 - (1040 * P_{PV}) \quad (6.1)$$

Dove l'energia in eccesso corrisponde all'energia totale prodotta giornal-

Sistemi on-grid	Energia in eccesso [kWh/giorno]	CO₂ risparmiata [kgCO₂eq]
Campo fotovoltaico da 7 kWp	9430	35623
Campo fotovoltaico da 10 kWp	18368	73169
Campo fotovoltaico da 24 kWp	59254	244629

Tabella 6.1: Confronto dell'energia prodotta in eccesso e del quantitativo di anidride carbonica risparmiato per vari sistemi fotovoltaici off-grid.

mente dal campo fotovoltaico espressa in *KWh*, a cui deve essere sottratta l'energia richiesta alla rete per soddisfare il proprio consumo energetico.

Per un sistema off-grid il calcolo è differente, in quanto non tutta l'energia prodotta dall'impianto viene utilizzata, di conseguenza il calcolo va riferito esclusivamente all'energia consumata. È necessario inoltre, mettere in conto anche il quantitativo di gas emessi per la produzione del sistema di accumulo. Il valore può variare molto, da 39 a 196 *kgCO₂eq/kWh*, ma per questo studio sarà considerato il valore medio pari a 118 *kgCO₂eq/kWh* [37]. Di conseguenza il calcolo diviene:

$$CO_2 = E_{PRODOTTATA} * 365 * 30 * 0.4155 - (1040 * P_{PV} + 118 * C_{Batt}) \quad (6.2)$$

Dove $E_{PRODOTTATA}$ è l'energia prodotta giornalmente dal sistema espressa in *KWh/giorno*, P_{PV} è la potenza in *kWp* del campo fotovoltaico, mentre C_{BATT} è la capacità del sistema di accumulo espressa in *kWh*. In *tabella 6.1* sono riportati i risultati ottenuti per sistemi di tipo on-grid. Confrontando i risultati con quelli riportati in *tabella 6.2*, si può notare come sistemi di tipo on-grid siano in grado di ridurre drasticamente l'emissione di anidride carbonica. Questo è dovuto al fatto che, al contrario dei sistemi off-grid, l'energia non è mai sprecata: infatti, l'energia prodotta è sempre utilizzata da un carico, oppure ceduta alla rete elettrica. In questo modo una grande quantità di energia può essere utilizzata senza ricorrere all'utilizzo di combustibili fossili per la sua produzione.

Grazie ad un impianto solare è anche possibile ridurre i picchi di assorbimento della rete, le perdite di trasmissione e, nel caso specifico di sistemi off-grid, annullare il proprio impatto energetico sulla rete elettrica [49].

Sistemi off-grid	Energia prodotta [kWh/giorno]	CO₂ risparmiata [kgCO₂eq]
Campo fotovoltaico da 7 <i>kWp</i> con batteria da 43 <i>kWh</i>	13025	49614
Campo fotovoltaico da 7 <i>kWp</i> con batteria da 21 <i>kWh</i>	12913	49340
Campo fotovoltaico da 10 <i>kWp</i> con batteria da 43 <i>kWh</i>	14310	49792
Campo fotovoltaico da 10 <i>kWp</i> con batteria da 21 <i>kWh</i>	13733	49763
Campo fotovoltaico da 24 <i>kWp</i> con batteria da 43 <i>kWh</i>	14956	36347
Campo fotovoltaico da 24 <i>kWp</i> con batteria da 21 <i>kWh</i>	14785	38165

Tabella 6.2: Confronto dell'energia prodotta e del quantitativo di anidride carbonica risparmiato per vari sistemi fotovoltaici on-grid.

6.3 Considerazioni economiche

Il costo di un sistema fotovoltaico è dipendente da molteplici fattori, i quali ne rendono difficile la stima. Infatti, il prezzo finale può essere molto variabile a seconda del materiale scelto per i pannelli, alla presenza o meno di inseguitori solari, della taglia dell'impianto o dal luogo di installazione [44]. È inoltre necessario mettere in conto anche il costo degli inverter, delle batterie, del trasporto, dell'installazione e altri costi secondari. Seppur il costo finale presenti quindi una alta variabilità, le considerazioni che saranno presentate di seguito, fatte utilizzando i costi medi a livello nazionale, sono valide a livello generale.

6.3.1 Costo del sistema

Nel corso degli anni si è osservata un'importante diminuzione del costo sia dei sistemi fotovoltaici connessi alla rete, che dei sistemi stand-alone, in particolare, il calo in quest'ultimo caso riguarda ovviamente il costo del sistema di accumulo. Ad esempio, in Italia, nel 2021 il costo totale di un

Sistema	Costo [€]	Ingombro [m^2]
Campo fotovoltaico da 7 kW_p con batteria da 43 kWh	40970	34
Campo fotovoltaico da 7 kW_p con batteria da 21 kWh	23590	34
Campo fotovoltaico da 10 kW_p con batteria da 43 kWh	43970	48
Campo fotovoltaico da 10 kW_p con batteria da 21 kWh	26590	48
Campo fotovoltaico da 24 kW_p con batteria da 43 kWh	57970	114
Campo fotovoltaico da 24 kW_p con batteria da 21 kWh	40590	114

Tabella 6.3: Costo totale e ingombro di vari sistemi fotovoltaici di tipo off-grid.

sistema fotovoltaico connesso alla rete era pari a 722 €/kW_p, mostrando quindi un calo rispetto al 2010 pari all'86 % [32]. I dati fanno riferimento a sistemi fotovoltaici di scala industriale, le cui taglie possono spaziare da valori inferiori al MW fino alle centinaia di MW. Per sistemi di piccola taglia, come quelli presi in considerazione, il prezzo risulta essere solitamente maggiore, di conseguenza, per rendere la stima il più realistica possibile, verrà per il seguente studio utilizzato un valore pari a 1000 €/kW_p, a cui dovrà poi essere aggiunto il costo del sistema di accumulo.

Anche il prezzo delle batterie per sistemi di piccola taglia è divenuto nel tempo sempre più contenuto. In Germania, si ha avuto un calo dal 2014 al 2022 di circa il 70 %, mentre in Italia nel 2022 il prezzo medio era di 790 €/kWh, corrispondente ad un calo del 22 % rispetto al 2021.

Grazie al costante progresso tecnologico, non solo il costo dei pannelli è diventato sempre più ridotto, ma anche la loro efficienza ha subito una costante crescita, tanto che, nel 2021, il valore medio di efficienza per un modulo fotovoltaico al silicio monocristallino è risultato essere pari a circa 21 %, ovvero un aumento dal 2010 del 42 % [32]. Ciò permette quindi di ottenere sistemi fotovoltaici in grado di occupare un'area sempre più ridotta e rendere quindi il fotovoltaico una scelta ancora più accessibile.

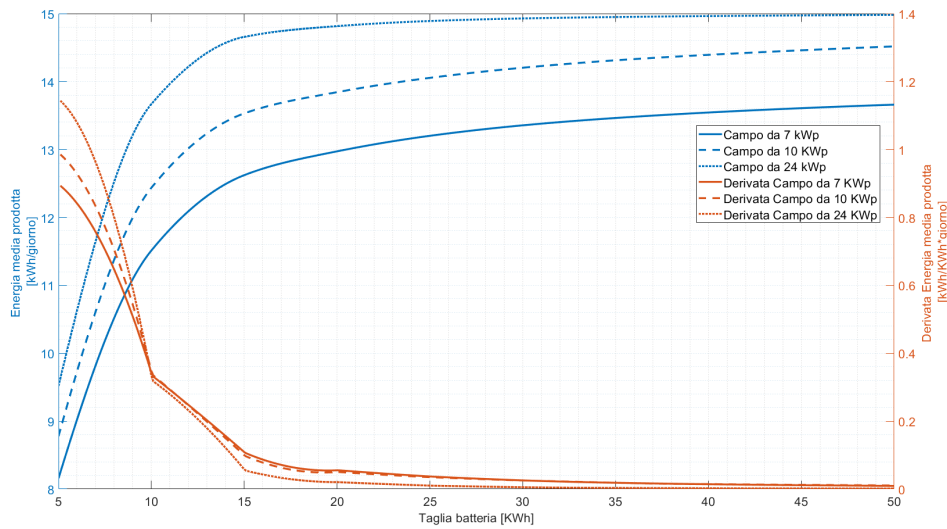


Figura 6.3.1: Confronto dell'energia prodotta mediamente al variare della capacità di accumulo per sistemi fotovoltaici aventi campi solari da 7, 10 e 24 kWp . In rosso è rappresentato l'andamento della derivata dell'energia prodotta in funzione della taglia della batteria.

In *tabella 6.3* è possibile osservare i risultati ottenuti per i vari sistemi presi in considerazione⁵.

Come si può notare in *figura 6.3.1* e dalla *tabella 6.3* un aumento della capacità della batteria non è particolarmente vantaggioso. Infatti, nel caso in cui la capacità di accumulo superi i 20 kWh, si ha un significativo aumento del costo del sistema ma un marginale miglioramento nelle prestazioni, indipendentemente dalla potenza nominale del campo fotovoltaico. Di conseguenza, nel caso in cui sia possibile, è consigliato cercare di aumentare la taglia del campo fotovoltaico mantenendo una capacità di accumulo ridotta.

6.3.2 Tempo di ritorno dell'investimento economico

Una volta calcolato il costo totale del sistema, è importante verificare che l'investimento iniziale sia vantaggioso. Infatti, seppur l'installazione di un sistema fotovoltaico, stand-alone o connesso alla rete, porti svariati vantaggi sia dal punto di vista ambientale che elettrico, è necessario che vi sia anche un vantaggio economico. Considerando che il costo medio al KWh dell'energia elettrica in Italia per un consumo giornaliero di 15 kWh è di circa 33 centesimi [4], è possibile calcolare il tempo di ritorno, ovvero il tempo dopo il quale il costo totale del sistema fotovoltaico è minore del costo totale dell'energia elettrica consumata.

⁵I dati utilizzati sono i valori medi precedentemente forniti.

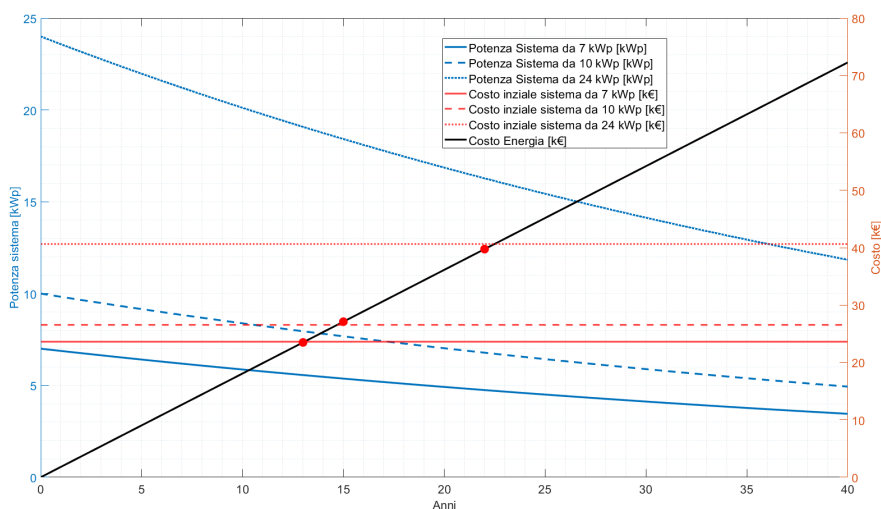


Figura 6.3.2: Confronto del costo totale di vari sistemi fotovoltaici e dell'energia elettrica. In blu è rappresentato la riduzione di potenza nel corso degli anni, considerando una calo annuo dell'efficienza pari a 1.75 %.

In figura 6.3.2 si ha un confronto tra la spesa iniziale per 3 sistemi standalone e il costo totale dell'energia elettrica⁶. Si può notare come, un incremento della taglia del sistema, porti ad un aumento del tempo di ritorno, che per i 3 sistemi è pari a 13, 15 e 22 anni. Tuttavia, si hanno importanti differenze per i 3 scenari se si considera la riduzione annuale dell'efficienza. Mediamente, ogni anno un pannello riduce la propria efficienza di un valore compreso tra lo 0.5 e il 3 % [44]. È dunque possibile che, dopo qualche decina di anni, la potenza di un campo fotovoltaico non sia più sufficiente e che quindi l'array, o parte di esso, necessiti di essere sostituito, cosa probabile per i primi 2 casi. Nel caso in cui questo tempo sia inferiore al tempo di ritorno l'investimento può risultare non vantaggioso. Il terzo caso apparentemente non sembra presentare questo problema, avendo comunque una potenza pari a circa 16 kWp dopo 22 anni, tuttavia va sottolineato come la durata media di un pannello solare sia di 25/30 anni [49], è dunque probabile che, anche nell'ultimo scenario, alcuni pannelli necessiteranno di una sostituzione dopo un tempo inferiore o prossimo al tempo di ritorno. Pertanto, a meno di incentivi statali, la spesa iniziale di un sistema solare off-grid può non risultare economicamente vantaggiosa. Un ragionamento analogo può essere applicato per sistemi aventi capacità di accumulo maggiori, ma a causa dell'ingente aumento della spesa iniziale, i tempi di ritorno teorici risulteranno essere nettamente maggiori.

⁶I 3 sistemi fotovoltaici presi in considerazione hanno tutti una capacità di accumulo pari a 21 kWh.

In Italia sono previsti vari incentivi nel caso in cui si decidesse di installare un impianto fotovoltaico stand-alone oppure on-grid, come il bonus ristrutturazione o il superbonus al 90 %. Il primo bonus consiste nel rimborso del 50 % delle spese effettuate per l'installazione di un sistema fotovoltaico, o più in generale per opere di ristrutturazione, in 10 rate annuali per un valore massimo pari a 96000 €. Grazie a questo bonus è possibile quindi dimezzare il tempo di ritorno, tuttavia, per avere accesso alla detrazione l'installazione deve avvenire non oltre il 31 Dicembre 2024 [24]. Il secondo bonus invece consiste nel rimborso del 90 % delle spese, tuttavia, l'impianto deve essere connesso alla rete e in concomitanza deve essere effettuato almeno un intervento "trainante". Tra questi vi sono interventi di isolamento termico, sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale o di riduzione del rischio sismico [25]. È importante sottolineare come entrambi i bonus facciano riferimento ad abitazioni già esistenti; non sono presenti infatti incentivi per abitazioni di nuova costruzione. Di conseguenza, un sistema off-grid può portare ad un guadagno economico nel caso in cui si decida di installarlo su un'abitazione già esistente, così da poter usufruire degli incentivi statali. Viceversa, nel caso in cui si decida di effettuare l'installazione su un'abitazione di nuova costruzione l'investimento può non risultare vantaggioso, come è stato precedentemente mostrato.

Capitolo 7

Considerazioni finali e conclusioni

Precedentemente sono stati approfonditi i principali aspetti di un sistema fotovoltaico di tipo stand-alone, in particolare, sono stati descritti i suoi componenti, il costo totale, il suo ingombro, l'energia in grado di produrre e il suo impatto a livello ambientale. Avendo quindi compreso le principali difficoltà possono sorgere durante il dimensionamento di un sistema off-grid, di seguito saranno discusse delle possibili soluzioni alternative e infine saranno presentate le conclusioni.

7.1 Possibili soluzioni alternative

Durante la progettazione di un sistema fotovoltaico di tipo off-grid è importante cercare di massimizzare il grado di autonomia. Sfortunatamente per motivi di costo o di ingombro eccessivo, ciò non è sempre possibile, come si è potuto osservare nel *capitolo 6*. Nel caso in cui l'energia prodotta dal sistema non risulti sufficiente, a seconda delle proprie esigenze differenti soluzioni sono possibili per cercare di minimizzare le carenze energetiche. Alcune di queste sono l'utilizzo di un sistema fotovoltaico ibrido oppure la prioritizzazione di alcuni carichi.

L'utilizzo di un sistema fotovoltaico ibrido può essere una scelta conveniente nel caso in cui si voglia rendere massimo il proprio grado di autonomia, ovvero ridurre al minimo le carenze energetiche, mantenendo invariato il proprio consumo energetico. Per fare ciò è necessario utilizzare un generatore ausiliario, in grado di sopperire alle mancanze energetiche, nel caso in cui, né il campo né il sistema di accumulo, siano in grado di fornire sufficiente energia [49, 42]. Solitamente, sono utilizzati generatori a combustibili fossili, in quanto sono in grado di fornire energia in qualunque momento, indipendentemente dalle condizioni esterne, il che li rende una soluzione adatta come generatori di backup. Tuttavia, sistemi fotovoltaici ibridi in cui sistemi eolici

sono sfruttati come fonte ausiliaria di energia sono possibili e attualmente utilizzati, ma, a causa del loro importante ingombro e della loro natura intermittente, non sono solitamente utilizzati in sistemi di piccola taglia [42]. Un circuito di controllo può essere utilizzato per automatizzare l'accensione e lo spegnimento del generatore in base alle esigenze energetiche.

Alternativamente, è possibile cercare di prioritizzare alcuni dispositivi, in modo da evitare dei blackout durante i giorni più critici. Ciò può essere fatto monitorando l'energia prodotta dal campo fotovoltaico e lo stato della batteria; nel caso in cui entrambi i valori siano inferiori ad una soglia minima, i dispositivi non prioritizzati dovranno essere automaticamente spenti, in modo da ridurre il proprio consumo energetico e incrementare di conseguenza l'autonomia. Il valore della soglia deve essere scelto in base al valore di energia mancante media. Ad esempio, durante il periodo invernale, dove la produzione di energia è minima e la carenza energetica è massima, utilizzare soglie elevate può portare ad un buon grado di autonomia. È chiaro come, i dispositivi a cui deve essere fornita energia anche in scenari critici, non devono essere eccessivi, sia in numero che in consumo.

7.2 Conclusioni

Si è potuto osservare come, l'installazione di un impianto fotovoltaico di tipo off-grid, possa essere una scelta vantaggiosa sia per abitazioni situate in zone rurali, sprovviste di un collegamento alla rete elettrica, sia per abitazioni situate in aree urbane. Infatti, sistemi fotovoltaici installati in zone rurali risultano essere un'ottima fonte energetica, in quanto affidabile, duratura e a basso impatto ambientale. L'installazione di un sistema off-grid in abitazione urbane può, oltre che ridurre il proprio impatto ambientale e portare alla propria indipendenza energetica, portare anche un vantaggio a livello economico grazie a vari incentivi statali, sia per sistemi off-grid che on-grid.

Sono stati studiati vari scenari possibili, in cui è apparso chiaro come, allo stato attuale, utilizzare un sistema di tipo off-grid in modo da ottenere l'indipendenza energetica mantenendo un costo totale del sistema contenuto sia possibile; tuttavia, delle carenze energetiche più o meno importanti, specie durante il periodo invernale, saranno presenti e dovranno essere saggiamente gestite in modo da evitare blackout nell'abitazione. Vari metodi presentati per cercare di massimizzare il proprio grado di autonomia possono essere utilizzati anche per ridurre il costo totale del sistema. Ad esempio, si è osservato come utilizzare un profilo di carico dove il consumo è ridotto al minimo nelle ore notturne, possa ridurre la capacità necessaria del sistema di accumulo e di conseguenza, anche il costo complessivo.

La tesi ha messo in mostra i maggiori vantaggi e svantaggi di un impianto fotovoltaico di tipo off-grid, mostrando anche alcune linee guida per una sua progettazione.

Si è potuto osservare come il costo dei pannelli al silicio abbia subito una forte diminuzione nel corso degli anni, ma tale calo sta divenendo sempre più marginale, così come l'aumento della loro efficienza. Infatti, l'aumento di efficienza sta subendo un progressivo rallentamento, in quanto i pannelli al silicio stanno raggiungendo valori prossimi al massimo valore teorico di efficienza [28]. È emerso inoltre come il costo del sistema di accumulo sia tutt'ora un fattore limitante, pesando più del 50 % sul costo totale del sistema. Tuttavia, la crescente domanda di questi dispositivi e l'aumento del volume di produzione potranno portare in futuro ad un miglioramento dal punto di vista economico, rendendo quindi i sistemi off-grid un'opzione ancora più vantaggiosa.

Bibliografia

- [1] F. Y. Moussa A. El Amrani A. Mahrane e Y. Boukennous. «Solar Module Fabrication». In: *International Journal of Photoenergy* 2007.5 (2007). DOI: <https://doi.org/10.1155/2007/27610>.
- [2] Armin G Aberle. «Thin-film solar cells». In: *Thin solid films* 517.17 (2009), pp. 4706–4710.
- [3] Waqas Ali et al. «Design considerations of stand-alone solar photovoltaic systems». In: *2018 International conference on computing, electronic and electrical engineering (ICE Cube)*. IEEE. 2018, pp. 1–6.
- [4] ARERA. *Portale Offerte*. URL: <https://www.ilportaleofferte.it/portale0fferte/>. (accessed: 08.09.2023).
- [5] De Brito et al. «Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications». In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.3 (2013), pp. 1156–1167. DOI: 10.1109/TIE.2012.2198036.
- [6] Antonio Caputo. *Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*. Rapp. tecn. ISPRA, 2021.
- [7] Chen et al. «Design, analysis, and implementation of solar power optimizer for DC distribution system». In: *IEEE transactions on power electronics* 28.4 (2012), pp. 1764–1772.
- [8] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Air Mass*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/air-mass>. (accessed: 22.07.2023).
- [9] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Bypass Diode*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/bypass-diodes>. (accessed: 22.07.2023).
- [10] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Characteristic Resistance*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/characteristic-resistance>. (accessed: 10.08.2023).
- [11] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Fill Factor*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>. (accessed: 22.07.2023).

- [12] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Function and Use of Storage*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/function-and-use-of-storage>. (accessed: 04.08.2023).
- [13] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Hot Spot Heating*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/hot-spot-heating>. (accessed: 22.07.2023).
- [14] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Mismatch Effects in Arrays*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/mismatch-effects-in-arrayss>. (accessed: 22.07.2023).
- [15] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Module Circuit Design*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-circuit-design>. (accessed: 22.07.2023).
- [16] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Module Materials*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-materials>. (accessed: 31.07.2023).
- [17] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Module Structure*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-structure>. (accessed: 22.07.2023).
- [18] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Quantum Efficiency*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/quantum-efficiency>. (accessed: 24.08.2023).
- [19] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Shading*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/shading>. (accessed: 22.07.2023).
- [20] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Solar Cell Structure*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-structure>. (accessed: 30.07.2023).
- [21] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *Surface Recombination*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/design-of-silicon-cells/surface-recombination>. (accessed: 22.07.2023).
- [22] Stuart Bowden Christiana Honsberg. *The Photovoltaic Effect*. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/the-photovoltaic-effect>. (accessed: 22.07.2023).
- [23] Jonathan Coignard et al. «Solar panels–is more always better?: Assessing the carbon footprint of communities». In: *TATuP-Zeitschrift für Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis* 31.2 (2022), pp. 25–31.

- [24] Agenzia delle Entrate. *Ristrutturazioni edilizie - Che cos'è*. URL: <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/agevolazioni/detrristredil36/schinfodetrristredil36-cittadini>. (accessed: 22.08.2023).
- [25] Agenzia delle Entrate. *Superbonus 110 %*. URL: <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/superbonus-110%25>. (accessed: 22.08.2023).
- [26] Eurostat. *Glossary:Carbon dioxide equivalent*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Carbon_dioxide_equivalent. (accessed: 26.08.2023).
- [27] Faranda, Roberto, Sonia Leva et al. «Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems». In: *WSEAS transactions on power systems* 3.6 (2008), pp. 446–455.
- [28] Jelby George, Alex P Joseph e Manoj Balachandran. «Perovskites: Emergence of highly efficient third-generation solar cells». In: *International Journal of Energy Research* 46.15 (2022), pp. 21856–21883. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.8707>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/er.8707>. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.8707>.
- [29] Abdul Ghafoor e Anjum Munir. «Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015), pp. 496–502. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.012>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008296>.
- [30] Dolf Gielen et al. «The role of renewable energy in the global energy transformation». In: *Energy strategy reviews* 24 (2019), pp. 38–50.
- [31] Harrington et al. «Battery charge controller characteristics in photovoltaic systems». In: *IEEE aerospace and electronic systems magazine* 7.8 (1992), pp. 15–21.
- [32] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2021*. International Renewable Energy Agency, 2022.
- [33] N.D. Kaushika e Anil K. Rai. «An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks». In: *Energy* 32.5 (2007), pp. 755–759. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.06.017>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544206001423>.

- [34] Hassan A. Khan e Saad Pervaiz. «Technological review on solar PV in Pakistan: Scope, practices and recommendations for optimized system design». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013), pp. 147–154. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.031>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113001330>.
- [35] MacAlpine et al. «Characterization of power optimizer potential to increase energy capture in photovoltaic systems operating under non-uniform conditions». In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 28.6 (2012), pp. 2936–2945.
- [36] Mallwitz et al. «Solar power inverters». In: *2010 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems* (2010), pp. 1–7.
- [37] Hans Eric Melin. «Analysis of the climate impact of lithium-ion batteries and how to measure it». In: *Circular Energy Storage-Research and Consulting* (2019), pp. 1–17.
- [38] Olabi, AG e Mohammad Ali Abdelkareem. «Renewable energy and climate change». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 158 (2022), p. 112111.
- [39] Pannebakker et al. «Photovoltaics in the shade: one bypass diode per solar cell revisited». In: *Progress in photovoltaics: Research and Applications* 25.10 (2017), pp. 836–849.
- [40] Jorge Rabanal Arabach. «Development of a c-Si Photovoltaic Module for Desert Climates». Tesi di dott. Apr. 2019.
- [41] Ramli et al. «Performance evaluation of dc power optimizer (DCPO) for photovoltaic (PV) system during partial shading». In: *Renewable energy* 139 (2019), pp. 1336–1354.
- [42] Shafiqur Rehman. «Hybrid power systems – Sizes, efficiencies, and economics». In: *Energy Exploration & Exploitation* 39.1 (2021), pp. 3–43. DOI: [10.1177/0144598720965022](https://doi.org/10.1177/0144598720965022). URL: <https://doi.org/10.1177/0144598720965022>.
- [43] Hadeed Ahmed Sher e Khaled E. Addoweesh. «Micro-inverters — Promising solutions in solar photovoltaics». In: *Energy for Sustainable Development* 16.4 (2012), pp. 389–400. ISSN: 0973-0826. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.002>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082612000713>.
- [44] Manbir Sodhi et al. «Economic Lifetimes of Solar Panels». In: *Procedia CIRP* 105 (2022). The 29th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, April 4 – 6, 2022, Leuven, Belgium., pp. 782–787. ISSN: 2212-8271. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2022.02.130>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827122001317>.

- [45] Tindo solar. *POLY VS MONO CRYSTALLINE*. URL: <https://www.tindosolar.com.au/learn-more/poly-vs-mono-crystalline/>. (accessed: 26.08.2023).
- [46] David Spiers. «Chapter mIIB-2 - Batteries in PV Systems». In: *Practical Handbook of Photovoltaics (Second Edition)*. A cura di Augustin McEvoy, Tom Markvart e Luis Castañer. Second Edition. Boston: Academic Press, 2012, pp. 721–776. ISBN: 978-0-12-385934-1. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385934-1.00022-2>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123859341000222>.
- [47] SG Tesfahunegn et al. «A simplified battery charge controller for safety and increased utilization in standalone PV applications». In: (2011), pp. 137–144.
- [48] R. Venkateswari e S. Sreejith. «Factors influencing the efficiency of photovoltaic system». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 101 (2019), pp. 376–394.
- [49] Francesco P. Vivoli. *Progettare e installare un impianto fotovoltaico*. SICENEA. ENEA, 2008. ISBN: 88-8286-159-7.
- [50] Silvia Vonsien e Reinhard Madlener. «Li-ion battery storage in private households with PV systems: Analyzing the economic impacts of battery aging and pooling». In: *Journal of Energy Storage* 29 (2020), p. 101407.
- [51] Beddiaf Zaidi et al. «Introductory chapter: Introduction to photovoltaic effect». In: *Solar Panels and Photovoltaic Materials* (2018), pp. 1–8.

Ringraziamenti

Vorrei porre la mia più sincera gratitudine al mio relatore Claudio Fiegna, che con grande pazienza mi ha seguito e fornito preziosi consigli che mi hanno permesso la realizzazione di questa tesi.

Un importante ringraziamento va alla mia famiglia, che mi ha sempre incoraggiato e supportato durante questi anni di studio.

Ringrazio i miei colleghi di corso Klevis e Isacco, e i colleghi biomedici, per avermi sempre ascoltato e aiutato anche nei momenti più difficili.

Infine, un dovuto ringraziamento va a Federico, per le numerose risate avute durante tutto il tempo trascorso assieme e per gli insegnamenti di vita forniti che mi porterò sempre nel cuore.