POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



TESI DI LAUREA

Analisi di un impianto fotovoltaico stand-alone in zona isolata e nuova proposta progettuale

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidata: Stefania Salamon

Corelatore: PhD Alessandro Ciocia

Dicembre 2019

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento a Giuseppe Tomasino, proprietario del rifugio agrituristico, per le informazioni fornite e la pazienza, per l'ottimo pranzo e gli squisiti amari. Un grazie anche al progettista dell'impianto elettrico per il materiale messo a disposizione.

Grazie ai miei genitori, i finanziatori di questa spedizione nonché i "segni bianco-rossi" su questo nuovo sentiero intrapreso qualche anno fa. Un ringraziamento alle mie sorelle, agli amici di Viù e a quelli di giù, compagni di questa avventura e non, che hanno alleggerito questa salita. Un grazie a Luca, il mio rifugio.

INDICE

l

INTRODUZ	ZIONE6	
CAPITOLC	0 1 – ENERGIA DAL SOLE	
CAPITOLC	2 – LA CELLA FOTOVOLTAICA11	
2.1 I	semiconduttori11	
2.2 L	effetto fotoelettrico	
2.3 Il	circuito equivalente della cella fotovoltaica17	
2.4 L	influenza di irradianza e temperatura20	
2.5 L	e tecnologie di celle fotovoltaiche22	
2.5.1	Le celle al silicio monocristallino22	
2.5.2	Le celle al silicio policristallino23	
2.5.3	Le celle al silicio amorfo	
2.5.4	Alcune alternative e tecnologie innovative	
CAPITOLC	3 – IL MODULO FOTOVOLTAICO	
3.1 Il	collegamento di celle fotovoltaiche25	
3.1.1	Il collegamento in serie	
3.1.2	Il collegamento in parallelo	
3.2 Il	rendimento dei moduli fotovoltaici e la producibilità28	
3.3 L	a disposizione dei moduli	
CAPITOLO 4 – L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
4.1 Ir	ntroduzione	
4.2 G	ii impianti collegati alla rete (grid connected)	
4.3 G	ii impianti isolati (<i>stand-alone</i>)	
4.3.1	Il campo fotovoltaico	
4.3.2	L'inverter o convertitore DC/AC	
4.3.3	Il Maximum Power Point Tracking (MPPT)	
4.3.4	Gli accumulatori elettrochimici	
4.3.5	Il regolatore di carica45	
4.3.6	Il gruppo elettrogeno46	
CAPITOLC	9 5 – L'IMPIANTO ELETTRICO DEL RIFUGIO AGRITURISTICO	
5.1 L	a struttura	

5.2 L'approvvigionamento energetico: situazione attuale	53		
5.2.1 Introduzione	53		
5.2.2 La storia dell'impianto elettrico	54		
5.3 I componenti dell'impianto elettrico	55		
5.3.1 Il gruppo elettrogeno	55		
5.3.2 I moduli fotovoltaici	56		
5.3.3 Gli accumulatori elettrochimici	58		
5.3.4 Il regolatore di carica	60		
5.3.5 L'inverter	61		
5.4 Il funzionamento dell'impianto elettrico attuale	62		
5.5 I carichi alimentati dall'impianto elettrico	65		
CAPITOLO 6 – IL MONITORAGGIO DEGLI ASSORBIMENTI ELETTRICI	67		
6.1 Introduzione al monitoraggio	67		
6.2 L'elaborazione dei dati ottenuti dal monitoraggio	69		
6.2.1 Le potenze e le energie assorbite	70		
6.2.2 La tensione e la corrente	75		
6.2.3 Power quality	77		
CAPITOLO 7 – LA SIMULAZIONE E IL DIMENSIONAMENTO DEL NUOVO IMPIANTO			
ELETTRICO			
7.1 Il calcolo dell'inclinazione ottimale	81		
7.2 La simulazione dell'impianto elettrico	85		
7.2.1 Introduzione alla simulazione	85		
7.2.2 Il modello del campo fotovoltaico	86		
7.2.3 Il modello degli accumulatori	90		
7.3 I risultati delle simulazioni	93		
CAPITOLO 8 – LA PROGETTAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO ELETTRICO	108		
CAPITOLO 9 – ALCUNE CONSIDERAZIONI ECONOMICHE	116		
CONCLUSIONI			
BIBLIOGRAFIA1			

INTRODUZIONE

L'approvvigionamento energetico può presentare talvolta problemi e difficoltà; i carichi elettrici vengono generalmente alimentati grazie ad una rete elettrica nazionale. Tuttavia, in alcuni casi, le utenze elettriche non vengono raggiunte dalla rete: è il caso ad esempio di località isolate, in cui non è conveniente estendere la rete di trasmissione sia per i potenziali elevati costi di installazione (connessi alla distanza, alla morfologia del territorio, etc.) che per i ridotti consumi e per il minimo fabbisogno energetico richiesto, trattandosi frequentemente di piccole comunità. In questi casi, la soluzione generalmente più adottata è la realizzazione di impianti in isola, in cui la continuità di alimentazione è garantita da gruppi elettrogeni.

Da alcuni anni, con il crescente sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica, unito a una maggiore consapevolezza per i temi ambientali, si è cominciato a combinare sistemi tradizionali, come i gruppi elettrogeni, alimentati con combustibili fossili, con sistemi più innovativi, ecosostenibili ed economici: fotovoltaico, micro-idroelettrico ed eolico.

L'oggetto di questa tesi è l'analisi di un impianto stand-alone già esistente, situato in una zona remota delle Alpi piemontesi. Verrà fatta una introduzione all'energia solare e al suo sfruttamento mediante la tecnologia del solare fotovoltaico, una trattazione delle diverse tipologie di celle fotovoltaiche e delle possibilità impiantistiche, con particolare attenzione per gli impianti in isola.

Verrà quindi introdotto il caso studio: presentazione della struttura e descrizione dei componenti di impianto attualmente presenti; verrà proposto un resoconto del monitoraggio dei carichi effettuato a inizio settembre. Una volta caratterizzato il profilo di assorbimento dei carichi, si procederà con il calcolo dell'inclinazione ottimale e con la definizione del modello del generatore fotovoltaico e degli accumulatori per la simulazione dell'impianto; verranno poi analizzati i risultati ottenuti, scegliendo quindi la configurazione che possa assicurare una sufficiente autonomia del sistema e presentando una nuova proposta progettuale.

Negli ultimi capitoli, viene riportata un'analisi economica per stimare il Valore Attuale Netto dell'investimento e altre considerazioni conclusive.

CAPITOLO 1 – ENERGIA DAL SOLE

Il Sole rappresenta la fonte principale di energia, arriva sulla Terra sottoforma di radiazione solare: la potenza irraggiata dal Sole nello spazio è di $3,86 \cdot 10^{26}$ W. Tuttavia, solamente una quota di tale potenza raggiunge la Terra, in quanto una buona frazione viene dispersa nello spazio: il flusso termico che raggiunge la Terra ammonta a circa $1,7 \cdot 10^{17}$ W, in grado di assicurare le condizioni indispensabili alla vita sul nostro pianeta. Questo flusso termico origina anche altri flussi di energia rinnovabile: infatti, non è solamente alla base dell'energia solare (fotovoltaico, solare termico), ma è ad esempio all'origine dell'energia da biomassa, se considerato indispensabile per l'accrescimento di piante e vegetali. Inoltre, contribuisce alla formazione delle riserve fossili di energia, che rappresentano una fonte non rinnovabile [1] [2] [4] [13] [14].

L'energia ricevuta dalla Terra è di circa 130 milioni di Mtep all'anno. I responsabili del trasporto di questa energia sono i fotoni. È possibile calcolare l'energia posseduta da ciascun fotone con la formula (1.1).

$$E = h \cdot c \cdot \lambda \tag{1.1}$$

Dove:

- h è la costante di Planck, pari a 6,626·10⁻³⁴ J·s;
- c è la velocità della luce, pari a circa 3.10^8 m/s;
- λ è la lunghezza d'onda della luce [9].

In particolare, la radiazione elettromagnetica solare ha una distribuzione spettrale $g_0(\lambda)$ dall'ultravioletto (lunghezza d'onda tra 10 nm e 400 nm) all'infrarosso (lunghezza d'onda tra 700 nm e 1 mm); la distribuzione presenta un massimo in corrispondenza delle lunghezze d'onda nel campo del visibile. Dalla formula riportata sopra, si conclude facilmente che un fotone caratterizzato da un alto contenuto energetico sarà caratterizzato da una bassa lunghezza d'onda; viceversa, a basse energie corrispondono lunghezze d'onda maggiori.

Quando si parla di particelle, come fotoni o elettroni, viene comunemente utilizzata anche l'unità di misura di *elettronvolt*, (eV). Un eV corrisponde all'energia che un elettrone guadagna (o perde) muovendosi nel vuoto tra due punti con differenza di potenziale di 1 V; equivale a 1,602·10⁻¹⁹ J.

La potenza emessa da una sorgente radiativa, incidente su un'area unitaria, prende il nome di *irradianza* e si misura in (W/m²). Idealmente, il Sole può essere visto come un

corpo nero, con una temperatura di circa 5800 K. La densità di potenza emessa dal Sole è definita come l'integrale della distribuzione spettrale $g_0(\lambda)$ rispetto alla lunghezza d'onda, su un'area unitaria perpendicolare al raggio incidente [2] [13] [14] (1.2).



$$G_0 = \int g_0(\lambda) d\lambda \approx 1366 \, \frac{W}{m^2} \tag{1.2}$$

Figura 1-1 Distribuzione spettrale della radiazione solare.

Vi sono tuttavia fenomeni che riducono la quota di energia che incide effettivamente sulla superficie terrestre (dispersione, assorbimento, riflessione) [13]; tra questi, il fenomeno di scattering e riflessione, l'assorbimento dovuto alla presenza nell'atmosfera di molecole di CO_2 , O_3 , H_2O etc.

La radiazione solare che raggiunge complessivamente la superficie terrestre può essere scomposta in tre diverse componenti; la radiazione solare globale che raggiunge un ricevitore sulla Terra si ottiene come somma delle tre frazioni, radiazione diretta G_b , diffusa G_d e riflessa G_a (1.3).

$$G = G_b + G_d + G_a \tag{1.3}$$

- Radiazione diretta: comprende la radiazione che raggiunge con percorso rettilineo la superficie terrestre, senza subire deviazioni, riflessione o assorbimento. Di solito viene indicata con *G_b*, dove *b* sta per *beam*, ovvero "fascio".
- Radiazione diffusa: è la componente di energia che non raggiunge direttamente la superficie terrestre, ma solo dopo aver subito deviazioni angolari, causate dal contatto con particelle nell'atmosfera. La componente diffusa, che si indica

generalmente con G_d , dove *d* sta per *diffuse*, varia fortemente a causa di diversi fattori (condizioni meteorologiche, altitudine, latitudine, località e declinazione solare).

- Radiazione riflessa: rappresenta la frazione di radiazione che raggiunge un ricevitore dopo aver subito riflessione da parte della superficie terrestre. Si indica con G_a , dove *a* sta per *albedo*. È la frazione minore, ed è strettamente legata alla natura della superficie interessata dalla riflessione: se consideriamo un suolo coperto da erba, la quota riflessa sarà minore che nel caso in cui lo stesso suolo sia ricoperto da manto nevoso, caratterizzato da un'albedo più elevato.



Figura 1-2 Componenti della radiazione solare globale.

Una volta definita l'irradianza globale *G*, è possibile definire l'irraggiamento *H*, misurato in (Wh/m²), calcolato come l'integrale dell'irradianza globale nel tempo G(t), tra un istante iniziale e uno finale, come in (1.4).

$$H = \int_{t_0}^{t_1} G(t) dt \tag{1.4}$$

Chiariamo ora il concetto di *Air Mass*, comunemente indicato con *AM*. Tale parametro considera l'effetto della presenza dell'atmosfera sulla radiazione che si muove in direzione della superficie terrestre. È definito come il rapporto tra la lunghezza del percorso del raggio solare diretto (dalla sorgente al ricevitore, vedi figura 1-3) e lo spessore dello strato atmosferico attraversato dal raggio stesso, in condizioni di incidenza normale della radiazione (Sole allo Zenit).



Figura 1-3 Air Mass, disegno esplicativo.

L'Air Mass può essere pertanto calcolato utilizzando la formula (1.5).

$$AM = \frac{\overline{AP}}{\overline{BP}} \approx \frac{1}{\cos(\theta_Z)}$$
(1.5)

L'approssimazione è valida per angoli zenitali inferiori a 70-75° e al livello del mare. La radiazione diretta proveniente dal Sole allo Zenit corrisponde a AM1. Un valore tipico di massa d'aria è AM1,5; tale valore viene utilizzato per i test di celle e moduli fotovoltaici, fissando l'irradianza globale a 1000 W/m² (valore ottenibile a mezzogiorno, nei giorni da marzo a settembre).

CAPITOLO 2 – LA CELLA FOTOVOLTAICA

2.1 I semiconduttori

Per comprendere come una cella fotovoltaica possa convertire l'energia solare in energia elettrica, occorre richiamare alcuni concetti [2] [3] [12].

Il modello a bande può essere utilizzato per determinare se una sostanza è un conduttore, un isolante o un semiconduttore. Nel modello atomico ad orbitali, gli elettroni occupano gli orbitali secondo valori di energia crescente. Viene chiamata "banda di valenza" la banda energetica più esterna che viene riempita da elettroni; tali elettroni sono delocalizzati su tutto il reticolo cristallino. I metalli hanno relativamente pochi elettroni nella banda di valenza, pertanto sarà sufficiente poca energia affinché questi si trasferiscano su livelli ad energia maggiore. Anche laddove la banda di valenza fosse interamente riempita dagli elettroni, con una sovrapposizione tra la banda di valenza e quella ad energia superiore, sarebbe comunque assicurata la conduzione, in quanto gli elettroni sono ancora liberi di muoversi grazie alla banda vuota. In entrambi i casi si parla di conduttori.

Se la banda di valenza risulta piena ed è separata da un grande intervallo di energia dalla banda successiva, sebbene vuota, nessun elettrone potrà muoversi a causa della barriera energetica che deve affrontare; pertanto, saremo di fronte a un isolante. Qualora invece l'intervallo di energia non fosse molto elevato, una certa quantità di energia fornita consentirà ad alcuni elettroni il passaggio nella banda energetica vuota: si tratterà di un semiconduttore. Tale banda vuota, che consente il movimento degli elettroni, è la banda di conduzione. Il passaggio dalla banda di valenza a quella di conduzione può avvenire sia per riscaldamento che grazie a una radiazione di appropriata frequenza. Ogni movimento di elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione lascia dietro di sé, nella banda di valenza, una carica positiva, detta lacuna.

La banda di valenza conterrà pertanto gli elettroni impegnati in legami chimici con altri atomi; la banda di conduzione avrà elettroni ad un livello energetico maggiore e in grado di spostarsi all'interno del reticolo cristallino. La differenza di energia tra le due bande è detta *salto di banda*, o *energy gap* (figura 2-1).



Figura 2-1 Rappresentazione del salto di banda a seconda della tipologia di materiale.

In tabella 2-1 vengono riportati alcuni valori di salto di banda per i principali materiali semiconduttori.

Materiale	Salto di banda (eV) a 300 K
Silicio cristallino (c-Si)	1,12
Silicio amorfo (a-Si)	1,75
Arseniuro di gallio (GaAs)	1,42
Diseleniuro indio rame (CuInSe)	1,05
Germanio (Ge)	0,67
Tellururo di cadmio (CdTe)	1,58
Solfuro di cadmio (CdS)	2,40

Tabella 2-1 Salto di banda dei principali materiali semiconduttori.

Per aumentare il numero di elettroni e lacune in un semiconduttore si utilizza la tecnica del drogaggio. Il silicio è un elemento tetravalente, ovvero possiede 4 elettroni nella banda di valenza. Elementi con un elettrone di valenza in più rispetto al silicio, ovvero pentavalenti, vengono utilizzati per creare regioni di tipo n: questo tipo di drogaggio aumenta la conduttività di un semiconduttore, aumentando il numero di elettroni disponibili. Le regioni di tipo p sono realizzate utilizzando elementi trivalenti e permettono di aumentare la conduttività incrementando il numero di lacune. Il drogaggio del silicio viene abitualmente fatto con boro e fosforo, rispettivamente trivalente e pentavalente.

2.2 L'effetto fotoelettrico

L' emissione di elettroni da parte di una superficie quando questa viene colpita da radiazioni elettromagnetiche (fotoni), aventi una certa frequenza, è noto come effetto

fotoelettrico [3]. In particolare, si può ricordare la relazione (2.1) che lega lunghezza d'onda e energia del fotone.

$$E_{ph} = h \cdot \frac{c}{\lambda} \ge E_{gap} \tag{2.1}$$

Dove:

- h è la costante di Planck, pari a 6,626·10⁻³⁴ J·s;
- *c* è la velocità della luce, pari a circa 3.10^8 m/s;
- λ è la lunghezza d'onda, (m);
- E_{gap} è l'energy gap, o salto di banda, (J) o (eV).

Per poter dare effetto fotoelettrico, l'energia del fotone dovrà essere maggiore o uguale all'energia del salto di banda del materiale, con conseguente spostamento dell'elettrone di valenza nella banda di conduzione. Tale spostamento di cariche negative genererà coppie elettrone-lacuna in quanto nella banda di valenza si formerà una lacuna. Tuttavia, le coppie elettrone-lacuna tenderanno a ricombinarsi dopo un certo tempo, senza generare corrente né potenza. Utilizzando una giunzione p-n è possibile contrastare la ricombinazione separando gli elettroni dalle lacune, permettendo pertanto la generazione di corrente. La corrente fotoelettrica sarà proporzionale alla frequenza della radiazione incidente: un aumento di frequenza porta ad una maggiore corrente fotoelettrica.

Per comprendere in cosa consista la giunzione p-n, è utile analizzare la struttura di una cella fotovoltaica, in figura 2-2 [2] [13] [14] [15].



Figura 2-2 Schema di una cella fotovoltaica.

Una cella fotovoltaica è fondamentalmente un diodo a semiconduttore. Alla base della cella, con una lega di argento e alluminio, viene realizzato un elettrodo piatto, mentre superiormente l'elettrodo è a griglia, per consentire il passaggio della radiazione solare. Per proteggere la cella dalle intemperie e dagli agenti atmosferici, viene posto superiormente un vetro.

La cella è composta da due sezioni: quella superiore, al di sotto dell'elettrodo a griglia, è la regione di tipo n. In questa regione il silicio viene drogato con elementi del quinto gruppo, come il fosforo. Nella regione di tipo p, il drogaggio viene fatto con elementi del terzo gruppo, ad esempio il boro. Le impurità introdotte sono dell'ordine di una parte per milione. Si otterrà pertanto una regione in cui si ha un eccesso di elettroni (regione di tipo n) e una in cui si ha un eccesso di lacune (regione di tipo p), alla base del fenomeno di diffusione che avviene nella cella.



Figura 2-3 Drogaggio del silicio.

Gli atomi di un monocristallo di silicio sono legati tutti fra loro mediante legami covalenti, che possono essere spezzati con 1,08 eV di energia. L'elettrone che si libera può superare il salto di banda e passare alla banda di conduzione, contribuendo al flusso di elettricità. La lacuna lasciata dall'elettrone appena spostatosi viene occupata da un altro elettrone. La radiazione solare ha la capacità di liberare elettroni dal reticolo, lasciando un uguale numero di lacune.

Ponendo a contatto le due regioni p ed n si ottiene una giunzione p-n. In corrispondenza della giunzione, si realizza il processo di diffusione dalla zona n alla zona p, dovuto alla diversa concentrazione di elettroni e lacune. La ricombinazione di elettroni e lacune determina la formazione di due strati di cariche fisse e di segno opposto, con assenza di cariche libere: la zona di svuotamento o *depletion region*. La radiazione solare incidente

genera nuove coppie elettrone-lacuna; gli elettroni in eccesso vengono spinti nella regione p e le lacune nella regione n, separati dal campo elettrico. Il campo inoltre agirà come un diodo, non permettendo agli elettroni liberi di tornare indietro.

Connettendo la giunzione con un conduttore, chiudendo cioè il circuito, si otterrà un flusso di elettroni che scorre dalla regione n a quella di tipo p, fintanto che la cella sarà esposta alla luce.

La cella non è in grado di convertire tutta l'energia solare in energia elettrica disponibile ai morsetti a causa di diversi fattori di perdita; l'efficienza di celle fotovoltaiche dipende dalla tecnologia considerata ed è in genere compresa tra il 15% e il 21% per silicio monocristallino, mentre le celle per applicazioni spaziali sono caratterizzate da efficienze molto più elevate, intorno al 40%. Gli aspetti che portano a efficienze così limitate sono molteplici:

- Riflessione e elettrodi della cella: parte dei fotoni incidenti sulla cella vengono riflessi dalla superficie stessa o colpiscono gli elettrodi, non potendo contribuire alla generazione di energia elettrica; per ridurre tali fenomeni, si utilizzano rivestimenti antiriflesso e si minimizza la dimensione degli elettrodi (*fingers* e *bus bars* invece di elettrodi piatti che coprono più superficie).
- Ricombinazione: alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano tra loro prima che il campo elettrico le possa separare; l'entità di queste perdite dipende da difetti e impurità nel materiale.
- Energia dei fotoni eccessiva o troppo piccola: per rompere il legame tra elettroni e nucleo occorre una energia pari o maggiore a quella del salto di banda; energie troppo elevate tuttavia generano coppie elettrone-lacuna, ma l'energia in eccesso viene dissipata nella cella sottoforma di calore; energie troppo basse non generano coppie, ma surriscaldano la cella. Rappresenta il fattore di perdita maggiore.
- Resistenze parassite: sono dovute alla resistenza all'interfaccia tra silicio e contatti metallici (elettrodi). Il contributo maggiore è dato da perdite per effetto Joule negli elettrodi. Nel caso di celle con silicio policristallino, si hanno anche perdite dovute alla resistenza che incontrano gli elettroni tra un grano e l'altro. Con silicio amorfo inoltre, le perdite aumentano ancora a causa della resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi (il reticolo non è regolare, per l'appunto non cristallino).

Per visualizzare come si comportano le diverse tecnologie al variare della lunghezza d'onda della radiazione incidente, è utile osservare la risposta spettrale, ovvero la corrente generata per unità di potenza incidente. La retta con pendenza $\frac{e}{h \cdot c}$ è la risposta spettrale ideale. Nel grafico vengono analizzate quattro tecnologie: silicio monocristallino (m-Si),

silicio policristallino (p-Si), silicio amorfo (a-Si) e celle a tellururo di cadmio (CdTe). Come si può vedere, radiazioni con lunghezza d'onda piccola (raggi ultravioletti, ad esempio) non vengono utilizzati dalla cella, per cui la risposta spettrale è nulla: questo perché a basse lunghezze d'onda, come già visto, corrispondono energie elevate. Inoltre, anche per lunghezze d'onda oltre i 1200nm (infrarossi, ad esempio) non vi è risposta spettrale da parte della cella, in quanto l'energia dei fotoni risulta troppo bassa per superare il salto di banda. La lunghezza d'onda limite si calcola con la (2.2) [13].

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{E_{gap}} \tag{2.2}$$



Figura 2-4 Risposta spettrale di diverse tecnologie di celle fotovoltaiche.

In figura 2-4 è possibile vedere la risposta spettrale di alcune tecnologie, confrontata con la risposta spettrale ideale.

Dalla risposta spettrale è possibile calcolare la densità di corrente fotovoltaica come l'integrale tra due lunghezze d'onda del prodotto tra spettro solare $g(\lambda)$ e risposta spettrale $S(\lambda)$, (2.3).

$$J_{ph} = \int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} g(\lambda) \cdot S(\lambda) d\lambda$$
(2.3)

2.3 Il circuito equivalente della cella fotovoltaica

In prima approssimazione, la cella fotovoltaica può essere rappresentata mediante un circuito equivalente composto da un generatore ideale di corrente (che rappresenta la corrente fotogenerata), un diodo reale in anti-parallelo al generatore di corrente e due resistenze, una in serie e una in parallelo (figura 2-5) [13] [14] [2].



Figura 2-5 Circuito equivalente della cella fotovoltaica.

 I_{ph} rappresenta la corrente fotogenerata dalla cella. Questa risulta proporzionale all'irradianza *G* mediante la formula (2.4).

$$I_{ph} = K \cdot A \cdot G \tag{2.4}$$

Dove:

- A è la superficie della cella esposta alla radiazione solare, (m²);
- *G* è l'irradianza, (W/m²);
- K è un coefficiente dipendente dal materiale della cella, (A/W).

 I_D è la corrente che attraversa il diodo, descrivibile quantitativamente dalla formula (2.5).

$$I_D = I_0 \cdot e^{\left(\frac{q \cdot U_D}{m \cdot k \cdot T}\right)} - I_0 \tag{2.5}$$

Dove:

- I_0 è la corrente di saturazione inversa del diodo, (A);
- q è la carica dell'elettrone, 1,6·10⁻¹⁹ eV;
- U_D è la tensione ai capi del diodo, (V);
- m è il fattore di idealità della giunzione;

- k è la costante di Boltzmann, 1,380649·10⁻²³ J/K;
- *T* è la temperatura assoluta della cella, (K);

 R_{sh} è la resistenza in parallelo che modellizza le correnti che scorrono lungo le superfici laterali non perfettamente isolate. Qualora R_{sh} tendesse all'infinito, nella cella non vi sarebbero perdite dovute all'isolamento elettrico non perfetto; R_{sh} può essere aumentata migliorando l'isolamento delle superfici laterali.

 R_s è la somma di resistenza volumica del semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle degli elettrodi; aumentando gli elettrodi, la resistenza in serie si riduce, riducendo di conseguenza le perdite.

Pertanto, l'equazione che lega le correnti nel circuito equivalente è la (2.6).

$$I = I_{ph} - I_D - \frac{U_D}{R_{sh}} \tag{2.6}$$

Dove *I* sarà la corrente applicata al carico esterno.

L'equazione per le tensioni invece è la (2.7).

$$U = U_D - R_s \cdot I \tag{2.7}$$

Dove U è la tensione applicata al carico esterno.

Sostituendo l'equazione che lega le correnti in quella che lega le tensioni, si ottiene la formula (2.8).

$$U = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_{ph} - \left(1 - \frac{R_s}{R_{sh}}\right)I - \frac{U_D}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s \cdot I$$
(2.8)

Tenendo conto del fatto che $R_s \ll R_{sh}$, il termine $\frac{U_D}{R_{sh}}$ risulta trascurabile; pertanto si ottiene la (2.9).

$$U = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) - R_s \cdot I$$
(2.9)

Questa formula descrive l'andamento della tensione in funzione della corrente generata dalla cella fotovoltaica e trasferita al carico.



Figura 2-6 Curva I(U) e curva di potenza di una cella fotovoltaica.

La curva blu in figura 2-6 rappresenta la potenza generata dalla cella fotovoltaica, fissando irradianza e temperatura. La potenza dipende infatti da tensione e corrente, mediante la formula (2.10).

$$P = U \cdot I \tag{2.10}$$

Come si vede dal grafico, la tensione di massima potenza U_{mpp} è minore della tensione a circuito aperto U_{oc} ; lo stesso vale per la corrente di massima potenza I_{mpp} che è minore della corrente di corto circuito I_{SC} . In corto circuito, la corrente erogata è massima e la tensione è nulla; a circuito aperto, la tensione è massima e la corrente nella formula che descrive la tensione in funzione della corrente, si ottiene la tensione a circuito aperto U_{oc} , ovvero a vuoto, con la (2.11).

$$U_{OC} = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_{ph} + I_0}{I_0} \right)$$
(2.11)

Annullando invece il valore della tensione, esplicitando la corrente, si ottiene l'equazione (2.12), equazione per la corrente di corto circuito I_{SC} :

$$I_{SC} = I_{ph} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q}{m \cdot k \cdot T} \cdot (R_S I)} - 1 \right]$$
(2.12)

Ipotizzando R_s trascurabile, si ottiene l'equazione (2.13).

$$I_{SC} \cong I_{ph} = K \cdot A \cdot G \tag{2.13}$$

Nella realtà, la cella fotovoltaica ha una caratteristica che si estende anche nel secondo e quarto quadrante del grafico corrente-tensione (figura 2-7). Nel secondo quadrante, la cella funziona da utilizzatore con una tensione negativa e una corrente positiva; nel quarto quadrante, invece, la tensione è positiva ma la corrente risulta negativa. La cella può

lavorare come utilizzatore fintanto che i punti di lavoro cadono dentro l'iperbole di massima potenza dissipabile dalla cella. Inoltre, se la tensione inversa dovesse superare la tensione di breakdown (qualche decina di volt per celle in silicio), si avrebbe danneggiamento irreversibile della cella dovuto a surriscaldamento eccessivo.



Figura 2-7 Caratteristica I(U) di una cella fotovoltaica, con G e T fissati.

2.4 L'influenza di irradianza e temperatura

Come già visto, la corrente di corto circuito I_{SC} è circa uguale alla corrente fotovoltaica, trascurando la resistenza in serie del circuito equivalente R_S . Siccome la corrente fotovoltaica è proporzionale all'irradianza G, è facile intuire che anche la corrente di corto circuito sarà proporzionale alla radiazione incidente sulla cella [13].

Considerando le condizioni di circuito aperto, con la legge di Kirchhoff delle correnti, si ricava la (2.14).

$$I_{ph} \cong I_D \cong I_0 \cdot e^{\left(\frac{q \cdot U_{OC}}{m \cdot k \cdot T}\right)}$$
(2.14)

Da cui la tensione a circuito aperto (2.15).

$$U_{OC} \cong \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left(\frac{l_{ph}}{l_0} \right)$$
(2.15)

Come dimostrato dalla formula per il calcolo di U_{oc} , la tensione a vuoto dipende logaritmicamente dall'irradianza *G*, in quanto $I_{ph} \propto G$.



Figura 2-8 Curve I(U) a temperatura fissata, a diversi valori di irradianza.

Come si vede facilmente dal grafico in figura 2-8, la tensione di circuito aperto si riduce di poco al diminuire dell'irradianza, mentre la corrente di corto circuito diminuisce significativamente.

Anche la temperatura della cella ha effetti sulla caratteristica I(U) della cella (figura 2-9).



Figura 2-9 Curve I(U) a irradianza fissata, a diversi valori di temperatura di cella.

La corrente di corto circuito aumenta leggermente con l'aumentare della temperatura di cella; al contrario, la tensione in condizioni di circuito aperto diminuisce quando la temperatura di cella aumenta. La variazione di densità di corrente di corto circuito vale

circa $dJ_{sc}/dT \approx 0,01 \text{ mA/(cm}^2\text{K})$ per il silicio cristallino. Per quanto riguarda la tensione, invece, l'andamento della diminuzione è di circa $dU_{oc}/dT = -2,2 \text{ mV/(K} \cdot \text{cella})$.

Come ci si può facilmente aspettare, diminuzione di irradianza e aumento della temperatura di cella causano anche una diminuzione di potenza massima prodotta dalla cella, dPmax/dT \approx -0,45 %/°C per il silicio cristallino [13].

2.5 Le tecnologie di celle fotovoltaiche

Il materiale più utilizzato per la realizzazione delle celle fotovoltaiche è oggi il silicio. Questo elemento è abbondantemente diffuso sulla Terra, sottoforma di quarzo, silice e silicati, e dunque consente di contenere i costi per la produzione delle celle. La separazione da altri elementi si fa mediante l'aggiunta di carbone in forni a temperature superiori a quella di fusione; al termine di questo processo, si ha il silicio di grado metallurgico, con purezza pari al 98-99%. Il silicio utilizzato per la realizzazione delle celle richiede tuttavia una purezza maggiore: il silicio di grado solare ha una purezza del 99,99999%. Da questo materiale possono essere ottenute tre tipologie principali di celle: celle al silicio monocristallino, celle al silicio policristallino e celle a film sottile (al silicio amorfo) o materiali come il CIS, CdTe e GaAs.

2.5.1 Le celle al silicio monocristallino

Le celle realizzate in silicio monocristallino sono le più efficienti, con rendimenti anche oltre il 23% (applicazioni terrestri). Tuttavia, la produzione è piuttosto lenta e costosa: la tecnica utilizzata consiste nell'accrescimento del cristallo a partire da un seme cristallografico. A fine processo, si ha un cilindro di silicio del diametro di 10-12,5 cm e della lunghezza di un metro, che viene quindi tagliato per ottenere delle fette di spessore 200 µm. I *wafers* ottenuti vengono rifiniti per ridurre le riflessioni; viene creata la giunzione p-n drogando la superficie. Da ultimo, si applicano sul retro i contatti metallici. Altro metodo utilizzato è il processo float-zone, che permette di ottenere celle più performanti (+1-2% di rendimento) ma con costi maggiori. Le celle al silicio monocristallino sono oggi le più usate e sono facilmente riconoscibili dalla forma pseudo-quadrata.

2.5.2 Le celle al silicio policristallino

Le celle al silicio policristallino sono più economiche ma hanno efficienze minori: 15-17%. Il processo produttivo utilizzato è il metodo *Wacher Ingot Facturing Process*. La solidificazione è unidirezionale e avviene in uno stampo preriscaldato. Si ottengono wafers con spessore di circa 300 µm. Si distinguono dalle celle al silicio policristallino per la forma quadrata, consentendo un miglior sfruttamento della superficie del modulo.

2.5.3 Le celle al silicio amorfo

In questo tipo di celle, gli atomi di silicio non sono legati fra loro, ma sono liberi. Questi legami possono essere completati con l'aggiunta atomi di idrogeno, ottenendo un composto con le stesse caratteristiche del silicio cristallino. L'aggiunta dell'idrogeno riduce però i rendimenti, in quanto si crea un reticolo disordinato: per le celle commerciali i rendimenti sono intorno al 7%. Altro aspetto limitante è la rapida degradazione. Le celle al silicio amorfo sono anche dette "a film sottile": un sottile strato di materiale è già sufficiente per realizzare una cella in grado di catturare fotoni, permettendo un enorme risparmio di materiale. I costi sono ridotti anche grazie al fatto che le temperature in gioco durante la produzione sono dell'ordine del centinaio di gradi, non essendo necessario fondere il silicio.

Per aumentare l'efficienza e ridurre la degradazione, sono state realizzate celle a film sottile con materiali diversi dal silicio, come le celle solari in tellururo di cadmio (CdTe), al momento le migliori per alta efficienza e costi contenuti. Al limitato costo di produzione tuttavia va aggiunto il costo per il riciclo dei pannelli, considerando in aggiunta la tossicità del cadmio.

2.5.4 Alcune alternative e tecnologie innovative

Esistono celle ottenute dalla stesura di film sottile con impiego di composti come il tellururo di cadmio, diseleniuro di indio e rame (CuInSe₂ o CIS); le efficienze variano tra il 10% e il 12%. Vi sono inoltre altre tecnologie ancora in fase di sperimentazione, come le celle a policristalli di arseniuro di gallio (GaAs) e arseniuro di gallio e alluminio (GaAlAs): i rendimenti teorici sono molto alti rispetto alle celle finora utilizzate, ma i costi di produzione molto elevati limitano l'applicazione al solo campo spaziale. Altri studi si concentrano sulla cella multistrato a giunzione multipla, formata da differenti materiali semiconduttori sovrapposti, ciascuno con un diverso valore di salto di banda: ogni strato di materiale

sfrutta lo spettro di radiazione solare che gli compete, utilizzando una certa energia fornita dalla radiazione solare, massimizzando l'energia ottenuta. A livello teorico, si parla di rendimenti pari al 30%.

Altra tecnica, ancora embrionale, è l'uso di sistemi a concentrazione, con lenti o specchi in grado di convogliare la radiazione solare, abbinato a celle in GaAs ad alta efficienza.

CAPITOLO 3 – IL MODULO FOTOVOLTAICO

3.1 Il collegamento di celle fotovoltaiche

I carichi normalmente utilizzati sono alimentati a tensioni e correnti maggiori rispetto a quelle ottenute da una singola cella; considerando una cella fotovoltaica in condizioni di irradianza ottimale, la tensione generata si aggira intorno a 0,5 V e 0,6 V, indipendentemente dalla superficie illuminata. Nel caso della corrente, invece, questa varia a seconda della superficie che viene colpita dalla radiazione solare ed è esprimibile come densità di corrente, espressa in ampere per unità di superficie, variabile tra 0,2 mA/mm² e 0,3 mA/mm². Risulta ovvio che per poter sfruttare la radiazione solare per l'alimentazione dei carichi è necessario collegare tra loro più celle in serie e/o parallelo, realizzando un modulo fotovoltaico.

Il collegamento di diverse celle in serie e/o parallelo può però presentare dei problemi, soprattutto nel caso in cui le celle abbiano caratteristiche diverse, difetti di fabbricazione, condizioni di funzionamento differenti (ad esempio ombreggio su alcune celle), diverse curve I(U): si parla di *mismatch*, e la conseguenza è una riduzione di rendimento del modulo.

3.1.1 Il collegamento in serie

Collegando in serie N_s celle, si ottiene una stringa. Nel collegamento di celle in serie può accadere che ce ne sia una con caratteristiche diverse, con difetti costruttivi, parzialmente in ombra: la caratteristica I(U) sarà pertanto influenzata dalla presenza di mismatch. La caratteristica risultante sarà data dalla somma algebrica della tensione di tutte le altre celle (N_s -1) con funzionamento normale e della tensione della cella in ombra o difettosa.



Figura 3-1 Curva I(U) con mismatch, collegamento in serie.

In figura 3-1, le curve (a) e (a') rappresentano rispettivamente la caratteristica I(U) di una cella con difetti costruttivi e quella di una cella in ombra.

La curva tratteggiata (b) rappresenta la caratteristica I(U) di una stringa di (N_s-1) celle in assenza di mismatch.

Le curve (*c*) e (*c'*) sono rispettivamente: la caratteristica I(U) equivalente data da (*a*) e (*b*) (connessione in serie di una cella difettosa e (N_s -1) celle normalmente funzionanti); la caratteristica I(U) equivalente data da (*a'*) e (*b*) (connessione in serie di una cella in ombra e (N_s -1) celle normalmente funzionanti). La corrente di corto circuito nella stringa risulta uguale alla corrente di corto circuito nella cella peggiore. Si può facilmente vedere dal grafico in figura 3-1 che la potenza massima è drasticamente ridotta nel caso di ombreggio parziale di una cella: la potenza massima è sempre inferiore alla somma delle potenze massime delle celle connesse in serie tra di loro.

Una cella totalmente in ombra non genera corrente; le altre (N_s-1) celle collegate in serie tuttavia continuano a produrre corrente e tensione, che circola anche nella cella in ombra; questa si oppone al flusso di corrente con la sua resistenza, generando una tensione con verso opposto, diventando cioè un carico. La conseguenza di questa tensione inversa è la nascita un *hot-spot*, ovvero un punto della cella in cui si raggiungono temperature molto più elevate di quelle di normale funzionamento; in casi estremi, si può arrivare a danni irreversibili nella cella. Una soluzione a questo problema prevede l'installazione di un diodo di bypass in parallelo a ogni cella o a gruppi di celle in serie (18, 24, 36 celle, ad esempio).



Figura 3-2 Principio di funzionamento del diodo di bypass.

Il diodo di bypass permette di limitare la tensione inversa, evitando di raggiungere surriscaldamenti eccessivi nella cella in ombra: la corrente di corto circuito della stringa diventa pari a quello delle celle in serie normalmente funzionanti. La conseguenza è una limitata riduzione di potenza massima. Il collegamento del diodo di bypass a più celle in serie fa sì che: qualora una cella sia interrotta, l'intera stringa non eroghi corrente, dando

complessivamente una potenza nulla; in presenza di una cella in corto circuito, l'intera stringa eroghi una potenza ridotta, influenzata solo dal contributo della cella cortocircuitata.

3.1.2 Il collegamento in parallelo

Anche nel collegamento di N_p celle in parallelo la presenza di una cella con caratteristica I(U) diversa provoca *mismatch*. La caratteristica risultante sarà data dalla somma algebrica della corrente di tutte le altre celle (N_p-1) con funzionamento normale e della corrente della cella in ombra o difettosa.



Figura 3-3 Curva I(U) con mismatch, collegamento in parallelo.

In figura 3-3, la curva tratteggiata (*b*) è la caratteristica I(U) delle (N_p -1) celle funzionanti. La curva (*a*) rappresenta la cella difettosa. La caratteristica equivalente è la curva (*c*), dove la corrente di corto circuito è ottenuta dalla somma delle correnti di corto circuito delle singole celle e la tensione a circuito aperto è quasi uguale alla tensione a circuito aperto della cella oscurata o difettosa.

In assenza di assorbimenti dal carico esterno, la cella oscurata assorbirà tutta la corrente generata dalle (N_p -1) celle illuminate, raggiungendo temperature troppo elevate e danneggiandosi: la cella fuori servizio verrà esclusa, e il parallelo funzionerà con (N_p -1) celle.

Per evitare che la cella in ombra possa funzionare come utilizzatore, ovvero con corrente inversa, si utilizzano diodi di blocco collegati in serie alle celle in parallelo. Tuttavia, il collegamento in serie ad ogni singola cella non è utile in quanto la caduta di tensione sul singolo diodo è dello stesso ordine di grandezza della tensione generata; si collegano quindi diodi di blocco a più celle in serie (alcune decine).



Figura 3-4 Collegamento di celle in parallelo con diodi di blocco.

3.2 Il rendimento dei moduli fotovoltaici e la producibilità

Come già visto, i rendimenti dei moduli fotovoltaici dipendono fortemente dalla tecnologia impiegata e dall'applicazione: si va da rendimenti tra il 15% e il 21% per moduli in silicio monocristallino (che rappresenta oggi la tecnologia più usata) a rendimenti intorno al 40% per applicazioni spaziali. Tali valori di rendimento hanno tassi di diminuzione minimi, se si considera una riduzione dello 0,7-0,8% all'anno, assicurando performances elevate anche dopo diversi anni di utilizzo.

La potenza incidente sul pannello può essere calcolata fissando alcuni parametri: irradianza G, temperatura T e *Air Mass*.

Nota la superficie del pannello S_M , la potenza che raggiunge il pannello può pertanto essere calcolata con la (3.1).

$$P_S = G \cdot S_M \tag{3.1}$$

Il rendimento può essere calcolato solamente se è nota la potenza di picco P_M del modulo, ovvero quella massima. Il rendimento è dato dall'equazione (3.2).

$$\eta_M = \frac{P_M}{P_S} \tag{3.2}$$

Esprimibile anche come prodotto di rendimenti parziali, che tengono conto di trasmissione ottica del vetro, mismatch, perdite per effetto Joule e altri fattori di perdita.

Una volta noto il rendimento del singolo modulo fotovoltaico, è possibile procedere con considerazioni di producibilità energetica.

La formula (3.3) permette di calcolare l'energia disponibile in un anno sul lato AC dell'inverter (ovvero all'utenza) prodotta da un'installazione di superficie S_{PV} (m²) di rendimento η_{STC} , in presenza di irraggiamento H_g in (kWh·m⁻²·anno⁻¹), con un *Performance Ratio PR*, in *Standard Test Conditions*:

$$E_{AC} = H_g \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR \tag{3.3}$$

Il *Performance Ratio* (*PR*) tiene conto di tutte le perdite dovute alle condizioni di non idealità in cui la cella si trova a lavorare; è una sorta di *Balance Of System* (*BOS*), e assume valori tra 0 e 1. Normalmente, si può assumere il PR tra 0,55 e 0,85. H_g è l'irraggiamento globale, ovvero con componente diretta, riflessa e diffusa.

L'energia disponibile in un anno all'utenza può anche essere calcolata con la (3.4).

$$E_{AC} = P_M \cdot PR \cdot h_{eq} = S_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot G_{STC} \cdot PR \cdot \frac{H_g}{G_{STC}}$$
(3.4)

 h_{eq} sono le ore equivalenti solari in un anno; G_{STC} è l'irradianza in STC, (W/m²).

3.3 La disposizione dei moduli

Quando si affronta la scelta della localizzazione e disposizione dei moduli fotovoltaici è importante conoscere e valutare i fattori che influenzano l'entità della radiazione solare, al fine di massimizzare la produzione annua o durante istanti della giornata in cui vi è più richiesta da parte dell'utenza [1] [2].

La radiazione solare incidente su una superficie, inclinata o orizzontale, è influenzata prima di tutto da latitudine e longitudine e, pertanto, dal luogo in cui verranno installati i moduli. Tali fattori non dipendono dalla progettazione e non possono essere modificati. La latitudine del sito è l'angolo che si forma tra la retta che congiunge il centro della Terra con il luogo di interesse e il piano dell'Equatore. La longitudine è l'angolo identificato dal piano meridiano del luogo con il piano meridiano di riferimento, ovvero il meridiano di Greenwich.

Altro aspetto che caratterizza la posizione del Sole nel cielo è la declinazione solare, dipendente dal giorno dell'anno. La declinazione è l'angolo formato dalla retta Sole-Terra con il piano dell'Equatore. A causa della rivoluzione terrestre e dell'inclinazione della Terra, lo strato di atmosfera attraversato dalla radiazione solare varia in spessore con l'ora del giorno e il mese dell'anno; inoltre, nei mesi estivi l'emisfero Nord è inclinato verso il Sole, nei mesi invernali è inclinato in direzione opposta, come si vede in figura 3-5.



Figura 3-5 Declinazione solare al solstizio d'inverno e al solstizio d'estate nell'emisfero boreale.

L'azimut solare γ è l'angolo formato dalla proiezione della congiungente Sole-Terra sul piano dell'orizzonte con la direzione Sud (figura 3-6).

L'altezza solare α è l'angolo formato dalla retta Sole-Terra nel sito considerato con il piano dell'orizzonte (figura 3-6).



Figura 3-6 Altezza solare e azimut solare.

Per identificare la posizione della superficie si utilizza l'azimut superficiale del piano γ_{PV} : considerando la normale alla superficie e proiettandola sul piano orizzontale si ottiene una

retta; l'azimut superficiale del piano è l'angolo compreso tra questa proiezione e il semiasse Sud. Una superficie orientata a Sud (condizione ottimale) avrà γ_{PV} pari a 0°.

Altro parametro fondamentale è l'inclinazione della superficie β , ovvero l'angolo formato dalla superficie inclinata con il piano orizzontale. Per ogni località, ci sarà un valore ottimale di inclinazione in grado di massimizzare l'energia captata dai moduli; tale inclinazione dipende dalla latitudine del luogo.

Per evitare fenomeni di ombreggio e conseguente mismatch occorre infine installare i moduli in file parallele, tenendo tra queste una minima distanza. Il calcolo della distanza minima si effettua considerando il solstizio d'inverno, giornata caratterizzata da altezza solare minima, con la formula (3.5).

$$d_{min} = m \cdot \left(\frac{\sin\beta}{\tan\alpha}\right) \tag{3.5}$$

Dove *m* è la lunghezza del modulo; β è l'inclinazione del modulo; α è l'angolo di altezza solare (figura 3-7).



Figura 3-7 Parametri per il calcolo della distanza minima per evitare ombreggio.

CAPITOLO 4 – L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1 Introduzione

Come già visto, una singola cella fotovoltaica non è in grado di generare una corrente e una tensione tali da poter alimentare i carichi normalmente impiegati. Per questo motivo, per poter sfruttare efficacemente la fonte solare, è necessario collegare tra loro più celle, in modo da raggiungere tensioni e correnti utili. Il collegamento di più celle forma un modulo. Per ottenere un pannello si collegano elettricamente e meccanicamente (tramite cornici metalliche) più moduli. Il collegamento in serie di più moduli costituisce una stringa, e più stringhe collegate in parallelo formano un generatore o campo fotovoltaico [2] [14] [15].

I pannelli di un campo fotovoltaico possono essere connessi in serie o in parallelo: collegando in serie più pannelli, la tensione di uscita del generatore è uguale alla somma delle tensioni di uscita dei singoli elementi, la corrente rimane la stessa del singolo elemento; se si connettono in parallelo più pannelli, la corrente risultante è la somma delle correnti di uscita dei singoli elementi mentre la tensione di uscita rimane invariata e pari a quella del singolo pannello.

La configurazione migliore risulterebbe essere quella con tutti i pannelli collegati tra loro in serie, in modo da aumentare la tensione mantenendo costante la corrente, limitando così le perdite ohmiche. La necessità di un inverter nel sistema, tuttavia, non rende possibile una simile configurazione, in quanto il convertitore DC/AC richiede in ingresso una specifica tensione. Per un corretto dimensionamento del campo fotovoltaico, pertanto, si procede dapprima definendo le caratteristiche dell'inverter, in modo da valutare il numero massimo di moduli collegabili tra loro in serie; si raggiungerà la potenza del campo fotovoltaico richiesta collegando le stringhe in parallelo.

Gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in due grandi categorie, sulla base della loro configurazione elettrica: si parla di impianti isolati (o *stand alone* o *off grid*) e impianti collegati alla rete (*grid connected*).

4.2 Gli impianti collegati alla rete (grid connected)

Gli impianti collegati alla rete (figura 4-1) sono appunto collegati alla rete di distribuzione elettrica in modo permanente [2] [14] [15]. In generale, non prevedono sistemi di accumulo

come accumulatori elettrochimici; pertanto, in assenza di produzione da fotovoltaico, i carichi saranno alimentati dalla rete elettrica. Se invece il fotovoltaico produce un eccesso di energia rispetto agli assorbimenti dei carichi, il surplus viene immesso nella rete. La produzione di energia elettrica "sul posto" riduce le perdite per il trasporto sulla rete elettrica nazionale; inoltre, contribuisce a smussare i picchi di richiesta nelle ore della giornata caratterizzate da assorbimenti maggiori da parte delle utenze (tipicamente le ore di sole).

Per contabilizzare tutti gli scambi tra impianto fotovoltaico e rete, si utilizzano due contatori monodirezionali, uno nel caso in cui l'energia sia venduta allo stesso prezzo al quale viene acquistata.



Figura 4-1 Schema semplificato di impianto collegato alla rete.

4.3 Gli impianti isolati (stand-alone)

Gli impianti isolati o *stand-alone* (figura 4-2) non sono collegati alla rete elettrica; dunque, sono necessari laddove la rete di distribuzione non raggiunge le utenze (zone isolate, ad esempio), in sostituzione o integrazione dei gruppi elettrogeni. Necessaria è l'installazione di un sistema di accumulo per garantire continuità nell'alimentazione dei carichi anche in assenza di luce e nelle ore notturne. Inoltre, l'impianto fotovoltaico è sempre sovradimensionato, in modo da consentire, durante le ore di sole, sia l'alimentazione del carico che la ricarica delle batterie per l'accumulo, utilizzate poi nelle ore notturne o con scarsa insolazione, garantendo quindi un certo margine di sicurezza.



Figura 4-2 Schema semplificato di impianto isolato.

Come precedentemente detto, gli impianti isolati o *stand-alone* non possono contare sulla presenza della alla rete elettrica in assenza di radiazione solare sufficiente a garantire il funzionamento autonomo del sistema; per questo motivo, un sistema isolato necessita di componenti senza i quali la continuità di servizio non sarebbe garantita: è strettamente necessaria la presenza di un sistema di accumulo che possa immagazzinare energia per l'alimentazione dei carichi in assenza di luce e nelle ore notturne.

Un altro elemento fondamentale in un sistema isolato è l'inverter o convertitore DC/AC, in quanto la corrente generata dai moduli fotovoltaici è continua mentre i carichi assorbono una corrente alternata.

Per evitare buchi di alimentazione dei carichi anche con batterie scariche e mancata produzione o guasti al sistema, solitamente viene installato un gruppo elettrogeno, opportunamente dimensionato, in grado di far fronte agli assorbimenti delle utenze.

Per regolare gli scambi di energia tra gli attori dell'impianto si utilizza infine un regolatore di carica.

Vediamo ora più nel dettaglio gli elementi fondamentali di un sistema fotovoltaico isolato, tralasciando la trattazione dei moduli, in quanto già ampiamente discussa nel capitolo precedente.

4.3.1 Il campo fotovoltaico

La maggior parte delle informazioni sui campi fotovoltaici sono già state date nel capitolo precedente. In questo paragrafo, pertanto, ci si limiterà a mostrate un tipico collegamento di moduli per costituire un generatore fotovoltaico.

Possiamo distinguere tra due tipologie di collegamenti: collegamento in serie e collegamento in parallelo. Il collegamento in serie di due o più pannelli fa sì che si abbia in uscita una tensione pari alla tensione del singolo pannello moltiplicata per il numero di pannelli in serie. La corrente, invece, rimane pari alla corrente di un panello.

Il collegamento in parallelo consente di mantenere la tensione in uscita pari alla tensione del singolo pannello, ma di aumentare la corrente al prodotto della corrente per il numero di pannelli in parallelo.



Figura 4-3 Collegamento in serie-parallelo di 6 moduli fotovoltaici.

In figura 4-3 si possono vedere 6 pannelli collegati fra loro: 3 stringhe in parallelo, ogni stringa formata da due moduli in serie. In questo caso, la tensione sarà uguale alla tensione di un modulo per il numero di moduli in serie, quindi 24V. La corrente si calcola come prodotto del numero di stringhe in parallelo (in questo caso 3) per la corrente del singolo modulo: si ottiene in uscita una corrente di 30A. Questo accade ovviamente in assenza di mismatch e in condizioni di irradianza ottimali.

Come si vede in figura 4-3, il collegamento in serie tra moduli viene effettuato collegando tra loro poli di segno opposto; il collegamento in parallelo riunisce invece tutti i poli dei

moduli caratterizzati dallo stesso segno. In figura sono anche stati rappresentati i diodi di blocco, uno per ogni stringa di moduli.

4.3.2 L'inverter o convertitore DC/AC

I moduli fotovoltaici producono una potenza elettrica in corrente continua che non potrà alimentare direttamente i carichi funzionanti in corrente alternata a frequenza costante. Per risolvere questo problema, si usa un inverter, o convertitore DC/AC, che permette di avere in ingresso all'inverter una corrente continua (quella generata dai moduli) e in uscita la corrente alternata che alimenterà i carichi [2] [13] [14] [15] [21] [22] [23].

I rendimenti degli inverters sono generalmente piuttosto elevati; tuttavia, occorre specificare che l'efficienza di conversione aumenta all'aumentare della potenza gestita: per questo motivo, è più conveniente installare inverter di taglie maggiori, evitando configurazioni con più inverters dedicati a singoli moduli. Per dare un'idea, rendimenti maggiori del 90% anche in presenza di carichi minori sono auspicabili.

Il calcolo del rendimento viene fatto con la formula (4.1), considerando la potenza in ingresso nel convertitore e quella in uscita:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{AC} \cdot I_{AC} \cdot cos\varphi}{V_{DC} \cdot I_{DC}}$$
(4.1)

Dove:

- *P_{out}* è la potenza in uscita dall'inverter, (W);
- *P_{in}* è la potenza in ingresso nell'inverter, (W);
- V_{AC} è la tensione sul lato AC dell'inverter, (V);
- I_{AC} è la corrente sul lato AC dell'inverter, (A);
- $cos \varphi$ è il coseno dell'angolo di sfasamento tra la tensione e la corrente;
- V_{DC} è la tensione sul lato DC dell'inverter, (V);
- I_{DC} è la corrente sul lato DC dell'inverter, (A).

L'obiettivo dell'inverter, pertanto, è avvicinarsi quanto più possibile a una forma d'onda sinusoidale, modificando l'andamento della tensione continua in ingresso.

Esistono in commercio diverse tipologie di convertitori, ma la distinzione principale riguarda il tipo di impianto in cui vengono installati (*stand-alone* o *grid connected*). Ci concentreremo maggiormente sugli inverters per impianti isolati, in quanto l'impianto che verrà analizzato più avanti appartiene a tale tipologia.
Solitamente, gli inverters per impianti isolati alimentano utenze monofase in corrente alternata, caratterizzate da una tensione di 230 V. Il sistema di accumulo presenta tensioni di funzionamento tra i 12 V e i 48 V; pertanto, in ingresso l'inverter vedrà una tensione pari a quella delle batterie, ma in uscita la tensione dovrà essere pari a quella di alimentazione dei carichi: per elevare il livello di tensione si utilizzano trasformatori elevatori. L'inverter dovrà essere in grado di garantire una tensione lato AC il più possibile costante, anche al variare della produzione del fotovoltaico e della richiesta dei carichi.

Gli inverters più utilizzati in sistemi *stand-alone* sono quelli a transistors MOSFET (*Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*) o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Esistono diverse tipologie di inverters che permettono di ottenere in uscita forme d'onda più o meno pulite. Inverters costituiti da 4 transistors in configurazione "a ponte" possono generare in uscita un'onda quadra, con elevato contenuto di armoniche ma con costi di investimento decisamente contenuti. Prestazioni più elevate si possono ottenere con convertitori che creano in uscita onde trapezoidali o a gradini. Gli inverters sinusoidali permettono infine di ottenere onde molto prossime a quelle sinusoidali mediante la tecnica di modulazione della larghezza di impulso (*PWM, Pulse Width Modulation*), ma con costi di investimento più alti.

Si riporta in figura 4-4 il circuito di un inverter monofase PWM con trasformatore a bassa frequenza (50 Hz).



Figura 4-4 Schema di un inverter monofase PWM con trasformatore a bassa frequenza (50Hz).

Il lato DC, ovvero in corrente continua, si trova nella parte sinistra del circuito. Sul primario del trasformatore avremo già una corrente e una tensione alternate.

I componenti principali dell'inverter monofase rappresentato in figura 4-4 sono:

 un condensatore (indicato con C_{rip}), utilizzato per controbilanciare le fluttuazioni di potenza istantanea sul sistema monofase;

- un inverter, costituito da quattro transistors e quattro diodi e controllato da tecnica PWM;
- un filtro LC per cancellare il contenuto di armoniche di ordine maggiore dalla forma d'onda di tensione e ottenere un'onda il più possibile sinusoidale;
- Un trasformatore per elevare il livello di tensione al valore richiesto dai carichi (tipicamente 230 V).

La tecnica *Pulse Width Modulation* (PWM), come già detto, viene utilizzata per ottenere forme d'onda in uscita dall'inverter il più possibile sinusoidali, regolando la frequenza e il valore efficace dell'onda.



Figura 4-5 Principio di funzionamento della tecnica PWM.

Nella tecnica PWM il segnale sinusoidale di riferimento viene confrontato con una forma d'onda a dente di sega: quando quest'ultima è minore della forma sinusoidale, il segnale della PWM è massimo, altrimenti è 0 (si veda la figura 4-5).

Il dimensionamento dell'inverter deve essere effettuato in base alla potenza fotovoltaica installata, ovvero la potenza che il convertitore DC/AC dovrà gestire. In ogni caso, per evitare istanti in cui la potenza generata supera quella prevista in fase di progetto, l'inverter è dotato di un sistema automatico per limitare la potenza erogata in uscita. La taglia può essere stimata utilizzando il rapporto tra la potenza attiva immessa in rete e la potenza nominale dei moduli fotovoltaici: tale rapporto deve assumere valori tra 0,8 e 0,9, in quanto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli nelle condizioni reali di funzionamento e dell'efficienza dell'inverter stesso.

4.3.3 Il Maximum Power Point Tracking (MPPT)

La potenza fornita da un modulo fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova a lavorare: il punto di funzionamento di un sistema composto da generatore fotovoltaico e carico si può trovare facilmente tracciando sulla caratteristica I(U) del modulo la caratteristica I(U) del carico, identificando il punto di funzionamento nel punto di intersezione delle due curve. Tuttavia, è bene ricordare che la caratteristica del modulo cambia al variare delle condizioni di funzionamento, come irradianza e temperatura di cella [2] [10] [13] [15].

Da questa prima considerazione si conclude facilmente che, avendo una caratteristica del modulo variabile in presenza di carico costante, il punto di funzionamento alla massima potenza si sposterà, portando il modulo a lavorare in condizioni non ottimali (non generando la massima potenza). È quindi necessario adeguare il generatore fotovoltaico al carico, in modo tale che il punto di funzionamento sulla caratteristica I(U) corrisponda sempre a quello di massima potenza.

Per raggiungere questo obiettivo, l'inverter viene dotato di un convertitore DC/DC, ovvero un chopper controllato chiamato *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Il punto che assicura la massima potenza è identificato da una coppia univoca di valori tensionecorrente: il MPPT ha il compito di trovare istante per istante questi valori. Il *Maximum Power Point Tracking* lavora in entrata nel punto *M* in figura 4-6, ovvero punto di massima potenza alla irradianza *G*, identificato dal punto di tangenza tra la caratteristica I(U) del modulo e l'iperbole di equazione $U \cdot I = costante$. In uscita, per assicurare la stessa potenza al carico (con caratteristica identificata dalla retta *OA*), dovrà lavorare nel punto *M'*, dato dall'intersezione tra la curva I(U) del carico e l'iperbole a potenza costante ($U \cdot I = costante$).



Figura 4-6 Curva I(U) con MPPT.

Un MPPT utilizza diversi algoritmi per trovare il punto di funzionamento alla massima potenza:

- Algoritmo della conduttanza incrementale: si basa sul fatto che la resistenza del carico è uguale a quella del generatore; è il metodo più preciso;
- Algoritmo "perturba e osserva": è basato su variazioni di tensione; una volta cambiata la tensione, si calcola la potenza e si procede incrementando o diminuendo la tensione finché non si raggiunge la potenza massima. È il metodo più diffuso;
- Algoritmo a tensione costante: viene misurata la tensione a vuoto; il punto di lavoro si troverà in corrispondenza del 70-80% della tensione a vuoto.

Considerando il carico descritto dalla curva *OA* (figura 4-6), l'MPPT si dice "in discesa" (o *step-down*); con la caratteristica *OB* invece, l'MPPT si dice "in salita" (o *step-up*). La caratteristica del carico *OC* richiederà un MPPT in discesa per irradianza minore di *G*' e in salita per irradianza maggiore, in modo da garantire sempre la massima potenza.

II MPPT deve garantire rendimenti superiori al 98% per ampi intervalli di irradianza (da 50 W/m² a 1000 W/m²) e di tensione (da 200 V a 600 V). Rapide variazioni di irradianza, come nel caso di ombreggio da parte di nuvole passeggere, possono provocare instabilità del sistema. La presenza di un MPPT assicura comunque una maggiore resa del campo fotovoltaico.

4.3.4 Gli accumulatori elettrochimici

Gli accumulatori elettrochimici permettono di immagazzinare energia elettrica sottoforma di energia chimica e di rilasciarla entro un certo intervallo di tempo [2] [15] [24] [17]. Rappresentano oggi la tecnologia più usata per immagazzinare energia elettrica. Sul mercato si trovano molteplici tipologie di batterie, tuttavia le batterie al piombo-acido sono le preferite per le loro caratteristiche energetiche (densità energetica, densità di potenza) unite al basso costo: rappresentano una soluzione comune adottata sia in applicazioni industriali che domestiche.

Una cella è costituita da un certo numero di elettrodi positivi connessi tra loro, alternati con elettrodi negativi; tra ogni coppia viene interposto un separatore. All'interno avvengono reazioni di ossidoriduzione e elettrolisi che permettono i processi di carica e scarica delle batterie.

Per ottimizzare peso e volume occupato, diverse celle elementari vengono generalmente installate in un singolo container e elettricamente connesse in serie. Il risultato è un unico blocco con una tensione di 12 o 24 V.

La definizione energetica delle batterie viene fatta attraverso diversi parametri:

Capacità, (Ah): indica la corrente che può essere erogata dalla batteria in fase di scarica o che può essere accumulata in fase di carica. La capacità è influenzata dalla corrente richiesta e dalla temperatura alla quale si trova la batteria: generalmente, si parla di 10 ore di carica o scarica, alla temperatura di 20-25°C. Un aumento di temperatura incrementa la capacità, causando però anche una riduzione della vita utile del dispositivo (figura 4-7). La capacità può anche essere espressa in (Wh), ovvero con una unità di energia; il passaggio da (Ah) a (Wh) si ottiene dal prodotto di capacità in (Ah) e tensione nominale di funzionamento, espressa in (V).



Figura 4-7 Andamento della capacità al variare della temperatura per diverse tecnologie di batterie.

- Corrente di spunto, (A): è la corrente che viene erogata dalla batteria in condizioni di cortocircuito.
- Stato di carica (SoC, State of Charge): è una quantità, espressa in percentuale, che indica la carica residua della batteria rispetto alla capacità nominale, ovvero potenzialmente immagazzinabile. Complementare allo stato di carica è la profondità di scarica (DoD, Depth Of Discharge), che indica quanta capacità di carica è già stata prelevata dall'accumulatore. La somma (SoC+DoD) darà ovviamente 100%.

- Durata di vita: si esprime in numero di cicli (carica e scarica della batteria) o anni di esercizio finché le prestazioni non sono inferiori ai limiti operativi. I principali parametri che influenzano la durata della batteria sono:
 - profondità di scarica (aumentando DoD diminuisce la vita della batteria, figura 4-8): la dipendenza della durata di vita di una batteria dalla profondità di scarica è molto meno evidente nel caso di accumulatori agli ioni di litio, che non risentono quasi della percentuale di DoD alla quale lavorano.



Figura 4-8 Relazione tra capacità, numero di cicli e DoD per batteria al piombo.

- Sovraccarica: si verifica una sovraccarica quando la batteria viene caricata oltre la sua capacità nominale; porta a una degradazione più rapida del sistema di accumulo.
- Corrente e tensione di carica: sono solitamente comprese entro range di valori, che, se superati, possono portare a un surriscaldamento eccessivo della batteria con conseguente deformazione. Pertanto, è opportuno installare gli accumulatori in ambienti sufficientemente ventilati.
- Temperatura ambiente: la vita degli accumulatori è fortemente influenzata dalla temperatura dell'ambiente in cui lavora; l'aumentare della temperatura infatti accelera le reazioni chimiche e quindi anche l'autoscarica e la solfatazione.
- Tensione nominale, (V): è la differenza di potenziale che si può misurare ai capi della batteria a circuito aperto. La tensione reale è diversa da quella nominale, in quanto influenzata da temperatura di funzionamento, corrente erogata, impedenze, SoC, numero di cicli già effettuati, … Una singola cella galvanica fornisce tensioni nominali poco significative, tra 1 V e 2 V; per ottenere tensioni utili ai carichi è perciò necessario collegarne un certo numero in serie.

 Autoscarica: descrive la perdita di capacità della batteria nel tempo, quando non viene usata (figura 4-9). Questo parametro cambia considerando le diverse tecnologie di batterie e dipende anche dalla temperatura: più questa è elevata, maggiore sarà la velocità delle reazioni nell'accumulatore e maggiore sarà l'autoscarica.



Figura 4-9 Autoscarica a diverse temperature.

- Energia specifica, (Wh/kg): rappresenta l'energia immagazzinabile per unità di peso della batteria. Parametri simili sono: potenza specifica (potenza per unità di peso), (W/kg); densità di energia (energia immagazzinata per unità di volume), (Wh/I); densità di potenza (potenza per unità di volume), (W/I).
- Efficienza energetica: o rendimento di carica/scarica, è il rapporto tra l'energia scaricata dalla batteria e l'energia spesa per riportarla a SoC=100%.
- Rendimento amperometrico: rapporto tra la capacità erogata durante la scarica, in (Ah), e la quantità di carica necessaria per riportare a SoC=100%.

La tabella 4-1 riporta le principali caratteristiche delle diverse tipologie di batterie in commercio [24].

	Piombo-	loni di litio	Nickel/	Nickel/idruro di	Sodio/clorur
	acido		cadmio	metallo	i metallici
Tensione	2	2,2-3,7	1,25	1,25	2,1
nominale (V)					
Potenza	20÷80	200÷3000	500÷80	200÷1200	210
specifica			0		
(W/kg)					
Energia	15÷40	40÷180	50÷60	40÷100	240
specifica					
(Wh/kg)					
Efficienza	70÷85%	80÷95%	60÷70%	65%	90%
energetica					
Autoscarica	1÷2%	≤1%	5÷10%	15÷25%	0%
mensile					
Vita	800	1500÷5000	1000÷1	500÷1000	4500
(DoD=80%)			200		
Corrente	10·C/1·C	100·C/10·C	20·C/1·	5·C/2·C	4·C/2·C
massima di			С		
scarica/carica					
Temperatura	0÷60	0÷60	-50÷70	-20÷60	≈300
di					
funzionament					
o (°C)					
Sistemi	Ventilazione	Controllo di	Ventilazi	Controllo della	Controllo di
ausiliari		temperatura	one	carica	riscaldament
					o e
					temperatura

Tabella 4-1 Caratteristiche delle diverse tecnologie di accumulatori in commercio.

La maggior parte degli effetti della temperatura sono dovuti alle reazioni chimiche che avvengono nelle batterie e ai materiali che le costituiscono. La relazione tra la velocità delle reazioni chimiche e la temperatura di esercizio segue l'equazione di Arrhenius. Oltre alle reazioni chimiche, la temperatura influenza anche le proprietà degli elettrodi e degli elettroliti. Ad esempio, la conducibilità ionica degli elettroliti costituiti da sale di litio diminuisce alle basse temperature.

Con temperature al di sotto di 0 °C, le performances delle batterie agli ioni di litio diminuiscono: SoC, ad esempio, diminuisce anche di valori intorno al 20% quando la temperatura di esercizio passa da 25 °C a -15 °C. Alle basse temperature, la viscosità

dell'elettrolita aumenta, decretando una diminuzione della conducibilità ionica. Conseguentemente, la resistenza interna aumenta, a causa dell'aumento di impedenza nella direzione di spostamento degli ioni. Per questi motivi, l'intervallo di temperatura di funzionamento delle batterie agli ioni di litio è generalmente limitato a 15÷35 °C [30].

4.3.5 Il regolatore di carica

Il regolatore di carica è un dispositivo elettronico che consente di gestire l'energia prodotta all'interno del sistema, in base alle diverse situazioni e richieste [2] [15] [19] [20].

Le batterie richiedono un controllo sulla carica in modo tale da non arrivare a sovraccarichi che determinerebbero una riduzione della vita utile; pertanto, il regolatore di carica effettua un controllo sulla tensione delle batterie e su quella in uscita dal campo fotovoltaico: quando la tensione delle batterie è sufficientemente elevata, il regolatore di carica ferma la corrente in ingresso agli accumulatori. Inoltre, il regolatore fa sì che anche di notte, in assenza di produzione da parte del generatore fotovoltaico, non ci sia un flusso di corrente dalle batterie ai moduli, comportando una seppur limitata scarica degli accumulatori (il modulo non deve comportarsi come un carico resistivo).

Un regolatore di carica possiede generalmente le seguenti funzionalità minime:

- Esclusione del campo fotovoltaico dalla batteria in presenza di tensione erogata dai moduli minore di quella minima di carica degli accumulatori, per evitare che i moduli si comportino come carichi resistivi, dissipando l'energia accumulata nelle batterie;
- Scollegamento di campo fotovoltaico e accumulatori quando completamente carichi; eventuale bypass della corrente prodotta direttamente all'inverter nel caso in cui ci sia richiesta da parte delle utenze, per evitare perdite;
- Sezionamento del generatore fotovoltaico dalle batterie completamente scariche; eventuale bypass della corrente prodotta direttamente all'inverter nel caso in cui ci sia richiesta dalle utenze, per limitare perdite.

Spesso il regolatore di carica è equipaggiato anche con il chopper controllato MPPT. Al regolatore di carica vengono collegati generatore fotovoltaico, batterie e carichi. Tra il regolatore di carica e le utenze viene di solito interposto l'inverter, con il compito di passare da corrente continua a alternata e elevare la tensione a un livello utile. In figura 4-10 si riporta un possibile schema di collegamento.

La tensione nominale del generatore fotovoltaico dovrà essere uguale o minore di quella del regolatore di carica. Spesso il regolatore è inoltre dotato di un display sul quale è

possibile leggere le principali grandezze in tempo reale, come tensione della batteria, corrente generata e corrente assorbita dal carico.



Figura 4-10 Schema di collegamento del regolatore di carica (Mod.WRM-20, Western Co. con MPPT).

Il dimensionamento del regolatore si basa principalmente sulla valutazione di tre grandezze:

- Corrente nominale solare, ovvero la corrente massima proveniente dal generatore fotovoltaico;
- Corrente nominale del carico, dipendente dalla corrente massima assorbita dagli apparecchi in corrente continua, direttamente collegati; in presenza di inverter, occorre valutare la corrente massima assorbita da quest'ultimo;
- Tensione del sistema, tipicamente 12 V, 24 V o 48 V.

Occorre inoltre assicurarsi che la corrente proveniente dal generatore fotovoltaico sia minore di quella nominale dell'ingresso del regolatore, e che la corrente massima assorbita dal carico sia inferiore a quella nominale del regolatore di carica.

4.3.6 Il gruppo elettrogeno

In un impianto fotovoltaico *stand-alone* e, più in generale, in un sistema per la produzione di energia elettrica destinata all'autoconsumo scollegato dalla rete elettrica nazionale, indispensabile è un gruppo elettrogeno. Quest'ultimo ha lo scopo di far fronte a situazioni di emergenza (quali guasti del sistema di produzione), ma anche di intervenire ogniqualvolta la produzione del generatore fotovoltaico non sia sufficiente a soddisfare la

richiesta di potenza dei carichi. In presenza di un sistema di accumulo (tipicamente batterie), il gruppo elettrogeno ha anche il compito di ricaricare gli accumulatori in mancanza di produzione dal fotovoltaico [2] [7] [18].

La presenza del gruppo elettrogeno consente di sottodimensionare il campo fotovoltaico e gli accumulatori, che altrimenti dovrebbero essere eccessivamente grandi, in modo da poter soddisfare completamente e istante per istante la richiesta dei carichi; tuttavia, l'installazione di un nuovo elemento nell'impianto comporta costi aggiuntivi, non solo per l'investimento iniziale, ma anche per la manutenzione e l'acquisto del carburante, con tutti i relativi costi annessi qualora il gruppo elettrogeno sia installato in una zona difficilmente raggiungibile.

Un gruppo elettrogeno trasforma l'energia chimica posseduta da un combustibile fossile in energia meccanica, che verrà poi trasformata in energia elettrica. I principali combustibili utilizzati nei gruppi elettrogeni sono: gasolio, benzina, GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) e gas naturale. È costituito da due unità principali: generatore (a sua volta composto da motore primo, alternatore e regolatore) e sistema di distribuzione (*Automatic Transfer Switch* e apparecchiatura di manovra e distribuzione).

Solitamente, si effettua una classificazione dei gruppi elettrogeni in base alla potenza che sono in grado di erogare:

- Motori di piccolissima potenza: 1 kW_e ≤ P_e < 7 kW_e;
- Motori di medio-piccola potenza: 7 kW_e \leq P_e < 25 kW_e;
- Motori di medio-grande potenza: 25 kW_e ≤ P_e ≤ 800 kW_e;
- Motori di grande potenza: P_e > 800kW_e.

La norma ISO8528 classifica la potenza erogata dal gruppo elettrogeno in due tipologie:

- LTP, ovvero *Limited Time running Power*, è la potenza massima disponibile erogabile per un numero di ore l'anno limitato, pari a 500 ore, nelle condizioni stabilite dal costruttore;
- PRP, ovvero *Prime Power*, è la potenza massima disponibile in servizio continuo, nelle condizioni stabilite dal costruttore, per uso con carichi variabili e per un numero illimitato di ore all'anno. La potenza media prelevabile durante un periodo di 24 ore non deve superare il 70% del valore dichiarato di PRP.

Le condizioni stabilite dal costruttore vengono solitamente riportate sulla scheda tecnica del gruppo elettrogeno.

Il motore ha il compito di convertire l'energia chimica del carburante in energia meccanica. Rappresenta il componente più importante, determinando le prestazioni dell'intero gruppo elettrogeno; l'efficienza dell'alternatore è generalmente elevata e quindi poco influente sul rendimento complessivo. Si possono distinguere:

- Motori alternativi ad accensione comandata;
- Motori alternativi ad accensione per compressione;
- Motori con turbine a gas;

Si parla di motori alternativi a causa del moto alterato del pistone all'interno dei cilindri del motore. I motori a combustione interna sono così detti in quanto aria e combustibile vengono iniettati all'interno del motore e il processo di combustione avviene nei cilindri, in seguito all'esplosione della miscela (per accensione comandata, come nei motori benzina, o per compressione della miscela stessa, come avviene nei motori a gasolio). Possono essere a due o quattro tempi: nel primo caso si ha potenza meccanica all'albero con un solo giro dell'albero motore; nel motore a quattro tempi, la potenza si ottiene con due giri dell'albero motore, con quattro fasi distinte.

Per garantire una frequenza in uscita costante (50 Hz o 60 Hz), il generatore dovrà lavorare a numero di giri costante; la formula (4.2) lega frequenza e numero di giri.

$$f = \frac{n \cdot p}{60} \tag{4.2}$$

Dove:

- *f* è la frequenza, (Hz);
- n è il numero di giri al minuto, (giri al minuto);
- *p* è il numero di coppie polari dell'alternatore.

La variazione della coppia resistente dell'albero motore determina una variazione del numero di giri e, di conseguenza, una variazione della frequenza di uscita, essendo il numero di coppie polari *p* definito dalla scelta dell'alternatore, quindi costante; il motore dovrà pertanto essere riportato a un numero di giri tale da garantire la tensione corretta di alimentazione dei carichi. Modificando la portata di combustibile ai cilindri è possibile generare una coppia motrice equivalente, in grado di riportare il sistema al numero di giri desiderato: si utilizzano regolatori automatici (meccanici o elettronici, questi ultimi più precisi e veloci dei primi) del numero di giri.

Storicamente il motore asincrono è stato prevalentemente usato in applicazioni a velocità costante, grazie a limitati valori di scorrimento durante il funzionamento normale; la

regolazione più usata nell'ambito dei motori asincroni è oggi quella con convertitori statici di frequenza (inverter).

L'alternatore consente di trasformare l'energia meccanica in uscita dal motore in energia elettrica in corrente alternata, sfruttando la legge fisica dell'induzione elettromagnetica, secondo la quale variando il flusso concatenato si genera una forza elettromotrice: la variazione di questo flusso si ottiene facendo ruotare un elettromagnete induttore all'interno della bobina. Si tratta di una macchina elettrica rotante molto efficiente, con rendimenti molto vicini al 100%, per questo motivo poco influente nella determinazione delle prestazioni del gruppo elettrogeno.

Si parla di alternatore sincrono poiché la velocità di rotazione del campo magnetico rotante generato sullo statore è uguale alla velocità di rotazione del rotore. Il funzionamento è in corrente alternata ed è costituito da statore (indotto fisso) e rotore (indotto rotante). Per regolare un alternatore sincrono è necessario agire sulla coppia applicata all'asse del motore primo per variare la potenza attiva in uscita, sulla corrente di eccitazione per regolare la potenza reattiva generata. Il tipo di regolazione e di eccitazione cambia al variare della potenza dell'alternatore, con prestazioni più elevate per potenze maggiori. Il generatore sincrono risulta oggi la tecnologia più usata per la realizzazione di gruppi elettrogeni, anche grazie alla sua applicazione in impianti *off grid*.

A differenza del generatore sincrono, nell'alternatore asincrono la velocità di rotazione del rotore è maggiore di quella del campo magnetico rotante. Il campo magnetico è prodotto dallo statore, che ospita un avvolgimento polifase, inducendo un sistema di forze elettromotrici e correnti nell'avvolgimento polifase sul rotore. Il campo magnetico rotante viene generato con la potenza reattiva, prelevata dalla rete, alla quale il generatore è collegato in parallelo; tuttavia, in impianti stand-alone il collegamento con la rete è assente ed è pertanto necessario generare la potenza reattiva per l'alternatore con batterie di condensatori, con conseguenti possibili fenomeni di risonanza, molto pericolosi. Inoltre, il rotore deve essere trascinato da un motore primo. Il generatore asincrono per questo motivo è maggiormente utilizzato laddove è comunque presente il collegamento con la rete; non è quindi idoneo per generazione di energia elettrica in isola.

La scelta del gruppo elettrogeno dipende innanzitutto dal combustibile usato, da stoccaggio, accessibilità e costo di quest'ultimo. Inoltre, occorre considerare la potenza di cui si ha bisogno e il tipo di servizio che dovrà garantire il gruppo elettrogeno.

49

Una prima scelta viene fatta sulla base della potenza necessaria e della tipologia di combustibile: disponibilità, costo, modalità di stoccaggio influenzano notevolmente la scelta del combustibile col quale verrà alimentato il gruppo elettrogeno.

Per applicazioni in isola, l'unica scelta possibile è un gruppo elettrogeno con alternatore sincrono a causa della necessità di potenza reattiva per generare il campo magnetico (problema che non si pone con il collegamento alla rete elettrica di distribuzione). La regolazione del numero di giri può avvenire con sistema meccanico o elettrico; anche in questo caso, la scelta dipende dalle prestazioni che ci si aspetterà dal gruppo elettrogeno e dalle esigenze dei carichi: in presenza di carichi che richiedano una certa precisione nella frequenza di alimentazione sarà consigliabile installare un regolatore elettronico, privo di organi meccanici (attuatore a parte) e quindi con precisione e tempi di risposta minori.

Nei prossimi due paragrafi verranno brevemente analizzate le due classi di potenza di gruppi elettrogeni che potranno servire per il nuovo progetto dell'impianto, oggetto della tesi.

Per gruppi elettrogeni di piccolissima potenza (1 kW_e \leq P_e < 7kW_e) si possono installare motori a benzina o a gasolio; vengono tuttavia preferiti i secondi nelle applicazioni stazionarie, in quanto più affidabili nell'avviamento a freddo e con un consumo di carburante ridotto. Sono di solito monocilindrici, raffreddati ad aria e ad aspirazione naturale. L'avviamento è manuale con auto-avvolgente per i motori a benzina, elettrico per quelli a gasolio. Al motore di piccolissima potenza viene collegato un alternatore sincrono, generalmente monofase, con eccitazione *brushless* (senza spazzole) e regolazione a condensatore. Il numero di giri (a regime 3000 giri/min) viene regolato mediante regolatore automatico; nonostante ciò, la regolazione risente di ampie variazioni di velocità. Inoltre, la tensione generata non è molto precisa e presenta forme d'onda poco pulite.

I gruppi elettrogeni di medio-piccola potenza (7 kW_e \leq P_e < 25kW_e) in commercio sono quasi esclusivamente con motori a gasolio, pluricilindrici, generalmente ad aspirazione naturale, raffreddati ad aria o acqua e con avviamento elettrico. Si possono avere gruppi elettrogeni con numero di giri pari a 1500 giri/min o 3000 giri/min. I primi, a numero di giri minore, sono più adatti per applicazioni in cui è necessario limitare l'emissione sonora: sono pertanto più utilizzati quando è richiesto un funzionamento continuo del gruppo, come in assenza della rete elettrica. I motori a 3000 giri/min, invece, consentono di contenere dimensioni e peso, fornendo una potenza meccanica maggiore a parità di cilindrata. La regolazione viene fatta con regolatore automatico del numero di giri.

Per quanto riguarda il generatore sincrono, si ha una vasta gamma di scelta, dovuta al fatto che gli alternatori in questione coprono sia la fascia di piccolissima potenza sia quella immediatamente maggiore (grande). Si possono avere generatori con regolazione a *compound* (precisione limitata dalle prestazioni del trasformatore *compound*) e generatori con regolazione elettronica (regolazione più fine del tipo *compound*), con o senza spazzole. Il sistema con le spazzole è meno costoso, ma presenta il problema dei contatti striscianti; oltre una certa potenza, la differenza di costo tra le due tecnologie diventa trascurabile.

CAPITOLO 5 – L'IMPIANTO ELETTRICO DEL RIFUGIO AGRITURISTICO

5.1 La struttura

Il Rifugio Agrituristico Salvin è situato in Valle Tesso, a 1548 metri sul livello del mare. È raggiungibile con una strada a tratti sterrata e a tratti asfaltata, salendo per una decina di chilometri dall'abitato di Monastero di Lanzo. Rappresenta un ottimo punto di appoggio per escursioni turistiche sulle vicine montagne, nonché un'ottima meta per il turismo a chilometro zero. Immerso nel verde, circondato da alcune baite, è realizzato in stile rustico, tipico delle zone montane del Piemonte Occidentale: struttura in pietra, tetto in legno e lose (pietre piatte utilizzate per la costruzione dei tetti).



Figura 5-1 Il rifugio agrituristico Salvin.

Nel 1981 comincia la costruzione dell'alpeggio, che nel 1985 viene inaugurato con la funzione di rifugio. Sin dall'apertura, il rifugio viene gestito con passione dalla famiglia Tomasino, che affianca all'attività turistica l'allevamento e la produzione casearia, di pane e pasta, per la maggior parte a uso e consumo degli ospiti del rifugio.

La struttura ha una superficie di circa 600m², disposti su due piani. Dispone di 8 camere e di una sala da pranzo che può ospitare un centinaio di persone. Inoltre, sono presenti una cucina e un laboratorio. La stagione di apertura inizia ad aprile e termina a dicembre: nei primi mesi (aprile e maggio) e in quelli autunnali e invernali (da ottobre a fine stagione) la struttura rimane aperta solamente nei fine settimana, per poi aprire le porte ai visitatori tutti i giorni nei mesi di maggiore turismo. Da quanto appreso dai gestori, il rifugio risulta quasi sempre pieno nei fine settimana per circa sei mesi all'anno.

L'edificio si trova su una modesta crestina, le falde del tetto sono esposte a Nord-Est e a Sud-Ovest. Il complesso comprende inoltre alcune baite, visibili anche nell'immagine presa dal satellite in figura 5-2.



Figura 5-2 Vista della struttura da satellite.

5.2 L'approvvigionamento energetico: situazione attuale

5.2.1 Introduzione

La zona in cui si trova la struttura ricettiva in questione non è raggiunta dalla rete elettrica nazionale, pertanto il sistema per la produzione di energia elettrica è di tipo *stand-alone*. Un sistema viene detto *stand-alone*, in isola o *off grid* qualora si trovi non collegato alla rete elettrica nazionale; in tali sistemi, tutta l'energia prodotta deve essere necessariamente consumata dall'utenza o accumulata. Tra i più comuni sistemi *stand-alone* vi sono quelli realizzati con impianti fotovoltaici; essendo la fonte solare non continua, bensì intermittente e caratterizzata da istanti in cui la produzione può essere

nulla o insufficiente (di notte o in una giornata nuvolosa, ad esempio), si rende ovviamente necessaria la presenza di un accumulatore elettrochimico che sia in grado di costituire una certa continuità nell'alimentazione dei carichi. Tale continuità di servizio sarà garantita in quanto:

- In presenza di una produzione di energia che eccede il consumo da parte dei carichi, si avrà immagazzinamento di questo surplus nell'accumulatore;
- In assenza di una produzione sufficiente a garantire l'alimentazione dei carichi, l'accumulatore provvederà a cedere l'energia accumulata per soddisfare la richiesta di potenza.

Per ulteriori approfondimenti, si rimanda al capitolo 4, in cui è anche presente una descrizione più dettagliata dei componenti che costituiscono gli impianti stand-alone.

5.2.2 La storia dell'impianto elettrico

Prima del 2004 il rifugio era dotato di un gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei carichi monofase e dei carichi trifase.

Nel 2004 venne installato il primo impianto fotovoltaico, costituito da due moduli sulla facciata (esposizione Sud), privo di inverter. Tale sistema alimentava un frigorifero e altre piccole utenze a 24 V. Negli anni seguenti si scelse di rimuovere i due moduli.

Otto anni dopo, il proprietario del rifugio richiese un preventivo per un nuovo impianto fotovoltaico. Il progettista studiò due differenti soluzioni, valutando la fattibilità di un impianto con moduli fissi e di un impianto con inseguimento solare. Quest'ultima opzione venne scartata per possibili problemi dovuti a condizioni climatiche avverse (vento forte, neve...), nonostante la convenienza dal punto di vista dell'irraggiamento. L'idea dell'impianto fotovoltaico venne momentaneamente abbandonata, probabilmente per via dei costi ancora piuttosto elevati, ma nello stesso anno vennero aggiunti degli accumulatori elettrochimici da affiancare al già allora presente gruppo elettrogeno.

Nel 2015 sono stati installati nove moduli fotovoltaici con regolatore di carica e inverter, attualmente ancora presenti presso la struttura; inoltre, il gruppo elettrogeno è stato sostituito con uno di taglia minore, 16 kW di potenza trifase.

54

5.3 I componenti dell'impianto elettrico

5.3.1 Il gruppo elettrogeno

Attualmente il fabbisogno energetico viene in parte soddisfatto con un gruppo elettrogeno da 16 kW di potenza, modello *GE 20 PSX-EAS*, prodotto dall'azienda *Mosa*. Il gruppo è costituito da un motore a quattro tempi alimentato a gasolio e raffreddato ad acqua, collegato a un alternatore sincrono trifase autoregolato, con velocità pari a 1500 giri/min; l'avviamento è elettrico [7]. Si riportano nella tabella in figura 5-3 i principali dati di targa, in caso di alimentazione di carichi trifase.

POTENZE NOMINALI D'USCITA				
* Potenza trifase Stand-By (LTP)	22 kVA (17.6 kW) / 400V / 31.8 A			
* Potenza trifase PRP	20 kVA (16 kW) / 400V / 28.9 A			
* Potenza monofase PRP	7 kva / 230v / 30.4a			
* Potenza COP	/			
Frequenza	50 Hz			
Cos φ	0.8			

* Potenze dichiarate in accordo a ISO 8528-1

Figura 5-3 Potenze nominali di uscita del gruppo elettrogeno.

In figura 5-4 viene riportata la targa del gruppo attualmente installato.



Figura 5-4 Targa del gruppo elettrogeno.

Il gruppo elettrogeno presente al rifugio è stato installato nel 2014, andando a sostituirne uno ormai obsoleto. È installato in un locale a circa 30 m dal rifugio. L'emissione sonora garantita è pari a 66 dB(A) a 7m; il rumore costituisce uno dei problemi più significativi, considerando il sito in cui è installato il gruppo, ovvero in un ambiente in cui solitamente si cerca silenzio e tranquillità. Inoltre, i consumi e i costi di manutenzione sono significativi: da una indagine condotta, risultano circa 5 cambi d'olio all'anno e un costo annuo per il carburante di circa 8000-9000 €, al quale si aggiunge il costo per la sostituzione dei filtri. Con l'accensione del gruppo elettrogeno vengono alimentati i carichi trifase e i carichi monofase, e caricate le batterie, se necessario.

5.3.2 I moduli fotovoltaici

Nel 2015 il rifugio è stato dotato di un impianto fotovoltaico composto da 9 moduli da 60 celle ciascuno, prodotti dall'azienda *Yingli Green Energy Holding Company Limited*, in silicio monocristallino, in grado di fornire una potenza nominale di 270 W per modulo (figura 5-6). I nove moduli sono installati su tre stringhe (figura 5-5), collegate poi fra loro in parallelo.



Figura 5-5 Moduli in silicio monocristallino installati presso la struttura e configurazione di installazione.

In tabella 5-1 vengono riportati i dati rilevanti in STC (*Standard Test Conditions*) per il singolo modulo.

YINGLI YL270C-30b								
Potenza	Tensione	Corrente	Tensione	а	Corrente d	di	Efficienza	del
nominale	massima	massima	circuito		corto circuit	0	modulo (%)	
(W)	potenza	potenza	aperto (V)		(A)			
	(V)	(A)						
270	30,5	8,85	38,6		9,43		16,6	

Tabella 5-1 Caratteristiche principali dei moduli attualmente installati.



Figura 5-6 Dati di targa del modulo fotovoltaico.

L'esposizione a Sud risulta ovviamente la soluzione migliore per l'installazione dei moduli fotovoltaici. Nel caso in questione, le falde del tetto non presentano un'esposizione favorevole; inoltre non è stato possibile posizionare i moduli sulla facciata dell'edificio, in quanto l'estensione non è sufficiente ad ospitare l'intera installazione. È stata pertanto realizzata una struttura metallica per ottenere l'inclinazione ottimale dei moduli, posizionandola quindi su un basamento sul versante sottostante il pianoro, come si vede in figura 5-7. Tuttavia, a causa di incomprensioni tra il progettista e gli esecutori del basamento per la struttura metallica, i pannelli si trovano oggi a +15° verso Est. L'inclinazione dei moduli è di 55°.



Figura 5-7 Posizione dei moduli rispetto alla struttura.

Considerando il 2015 come anno di installazione, i moduli hanno circa 4 anni di vita. Questa informazione può essere utile per valutare la riduzione delle prestazioni dei moduli. Il produttore assicura una garanzia lineare sulle performances dei moduli: dopo 25 anni di utilizzo, i moduli produrranno l'82% della potenza iniziale.

Pertanto, dopo 4 anni di utilizzo ogni modulo produrrà in condizioni standard una potenza di picco di circa 260 W, a fronte di una potenza iniziale di 270 W per modulo.

5.3.3 Gli accumulatori elettrochimici

Al sistema fotovoltaico è stato aggiunto un pacco batterie al piombo a vaso aperto, composto da 24 elementi da 2 V che, collegati in serie, danno 48 V di tensione. L'accumulatore ha una capacità di 480Ah (valutata su 5 ore), ovvero è in grado di fornire una corrente di 96 A per 5 ore, 48 A per 10 ore [2] [24].

-TIP0 24 EL	. 6PZS480
- TENSIONE NOMINALE - NOMINAL VOLTAGE	v 2x24
- CAPACITA' NOMINALE 5h - NOMINAL CAPACITY 5h	Ah 480
- NUMERO DI SERIE - SERIAL NUMBER	1078
- CASSONE - BATTERIE TRAY	Dis
- PESO BATTERIA - SERVICE WEIGHT	Кд
- ACIDO CONTENUTO - CONTENT ACID	Lt 124.80
LE	

Figura 5-8 Targa dell'accumulatore elettrochimico.

La tensione nominale della cella, ovvero la differenza di potenziale tra anodo e catodo, è pari a 2 V; tuttavia il valore effettivo è soggetto a variazioni causate da differenti temperature di esercizio e concentrazioni di prodotti e reagenti.

Il diffuso impiego delle batterie al piombo-acido è dovuto principalmente al basso costo (decisamente inferiore al costo delle batterie al litio) e all'ampia disponibilità che caratterizza questa tecnologia; in aggiunta, si tratta di una tecnologia relativamente semplice e con processi produttivi collaudati. Tuttavia, numerosi sono gli aspetti negativi, come una vita limitata degli accumulatori (numero di cicli intorno a 600, due o tre volte tale valore per altre tecnologie, come le batterie VRB, batterie redox al vanadio, con ricambio e rigenerazione continua dell'elettrolita), una non eccessiva densità di energia e di potenza e efficienza media intorno al 75%, contro il 95% circa degli accumulatori al litio; inoltre, le batterie al piombo-acido necessitano di grandi spazi e appropriati sistemi di ventilazione, in quanto durante la ricarica si potrebbe avere produzione di idrogeno.

In questo caso, in inverno la bassa temperatura diminuirà l'autoscarica, diminuendone però anche la capacità. In estate, data la scarsa ventilazione nel locale, sarà molto probabile un aumento significativo della temperatura degli accumulatori, compensata in parte da una non eccessiva temperatura ambiente, vista l'altitudine del sito.

5.3.4 Il regolatore di carica

Il regolatore di carica installato ha la funzione di gestire i flussi di energia tra moduli e batterie. Presenta 2 ingressi e due uscite, per il collegamento con i moduli e con le batterie. È incluso il MPPT.



Figura 5-9 Ingressi e uscite del regolatore di carica.

In ingresso, il regolatore riceve la potenza prodotta dai moduli fotovoltaici; questa potenza può essere utilizzata interamente per la carica delle batterie, utilizzando l'uscita, nel caso in cui non ci sia richiesta dai carichi; con assorbimenti, la potenza prodotta viene inviata all'inverter che converte la potenza in AC e la eleva in tensione per l'alimentazione dei carichi; il collegamento con l'inverter viene fatto con gli stessi cavi di neutro e fase che alimentano le batterie. Inoltre, con surplus di produzione e tensione generata dai moduli superiore a quella minima di carica degli accumulatori, si ha la ricarica delle batterie.

L'esclusione dei moduli in caso di tensione bassa viene realizzata per evitare che questi si comportino come carichi resistivi, dissipando parte dell'energia accumulata nelle batterie. Con accumulatori completamente scarichi, l'alimentazione dei carichi viene fatta direttamente dai moduli, bypassando le batterie.

Il generatore fotovoltaico, gli accumulatori e l'inverter sono fra loro collegati in parallelo. In ingresso e uscita dal regolatore entreranno e usciranno complessivamente 4 cavi: positivo e negativo dal moduli, positivo e negativo dalle batterie. Il quinto ingresso che si può vedere in figura 5-9 è utilizzato per il collegamento di un sensore di temperatura degli accumulatori.



Figura 5-10 Dati di targa del regolatore di carica.

La massima corrente di carica sopportata dal regolatore è 60 A. Questo valore deve essere sempre maggiore di quella massima proveniente dal generatore fotovoltaico, che nel nostro caso risulta essere 26,55 A (quando si ha la potenza massima). La stessa cosa vale per la tensione, in questo caso pari a 145 V (in DC). Il regolatore di carica in questione inoltre può essere collegato a batterie con tensione nominale di 12, 24 o 48 V. Nel nostro caso, gli accumulatori hanno una tensione nominale di 48 V. Il fatto che i moduli possano fornire in uscita una tensione superiore o inferiore a quella di carica e scarica delle batterie (91,5 V forniti dal generatore fotovoltaico alla massima potenza) è dovuto al tipo di sistema utilizzato dal regolatore: si parla di circuito *buck-boost*, ovvero un convertitore DC-DC che riesce a variare la tensione in uscita agendo sul duty cycle del transistore. A disposizione dell'utente, un display mostra alcuni valori in tempo reale, come tensione e corrente di carica delle batterie.

5.3.5 L'inverter

Presso la struttura è presente un convertitore DC/AC della *Studer*, modello *Compact C-4000-48*. L'inverter converte la potenza prodotta dai moduli fotovoltaici in potenza in corrente alternata e eleva la tensione a un livello maggiore (230 V), in modo che possa essere impiegata per l'alimentazione dei carichi.

<i>C-4000-48</i>	DC in: 48V / Charger 50A AC in: 150-250V / 50Hz / 16A
Ser. N° 45 Q 1164	AC out : 230 V / 50Hz P30 :4000 VA / P.nom 3500VA / Solar in: A max. / 50 Hz

Figura 5-11 Dati di targa dell'inverter.

Come si può vedere in figura 5-11, l'inverter riceve una tensione continua in ingresso dal regolatore: tale valore è pari a 48 V, ovvero anche la tensione di alimentazione delle batterie. La tensione AC in uscita dal convertitore sarà tale da alimentare i carichi, assumendo valori compresi tra 150 V e 250 V, alla frequenza di 50 Hz. La potenza nominale dell'inverter è di 3500 VA.

In figura 5-12, sono illustrati i collegamenti tra convertitore DC/AC, regolatore e carichi. I cavi rosso e nero sono collegati al regolatore. L'input in alternata viene dal gruppo elettrogeno, dal quale si ricava una fase (cavo marrone) e il neutro (cavo blu); il cavo gialloverde è quello di messa a terra, collegato poi al nodo di connessione a terra. L'uscita in alternata andrà ad alimentare i carichi.



Figura 5-12 Ingressi e uscite dell'inverter.

Questa configurazione consente la carica degli accumulatori anche da parte del gruppo elettrogeno, in assenza di potenza prodotta dai moduli. L'inverter ha anche la funzione di regolatore di carica.

5.4 Il funzionamento dell'impianto elettrico attuale

L'impianto attuale alimenta i carichi trifase e monofase presenti nella struttura ricettiva. In particolare, il gruppo elettrogeno alimenta i carichi trifase. A tale sistema si aggiunge l'impianto fotovoltaico con gli accumulatori elettrochimici.

Al momento, pertanto, i carichi trifase non vengono alimentati dal generatore fotovoltaico; per questo motivo, lo schema di impianto relativo alla sezione che comprende anche il campo fotovoltaico non include la linea trifase, ma solo quella monofase in arrivo dal gruppo elettrogeno, utilizzata anche per l'alimentazione dei carichi monofase e per la carica degli accumulatori. Si procede quindi con la sola analisi della parte di impianto in monofase, riportato in figura 5-13.



Figura 5-13 Schema dell'impianto attuale.

Analizzeremo ora l'impianto in figura 5-13, cominciando dall'analisi del campo fotovoltaico.

Come già detto nel capitolo 4, il generatore fotovoltaico è costituito da 9 moduli, installati in tre stringhe collegate tra loro in parallelo, con 3 diodi di blocco. Questo è a sua volta collegato in parallelo all'ingresso del regolatore di carica; l'uscita del regolatore ospita i cavi collegati agli accumulatori elettrochimici al piombo (24 elementi da 2 V, collegati in serie), collegati in parallelo al regolatore. All'uscita del regolatore è anche collegata in parallelo la sezione in DC dell'inverter, con l'aggiunta di uno scaricatore di sovratensione. La sezione AC del convertitore è collegata alle utenze monofase (con un interruttore di protezione e un interruttore magnetotermico-differenziale) e al gruppo elettrogeno (sempre con un interruttore magnetotermico-differenziale). Regolatore, inverter e gruppo elettrogeno sono collegati al nodo di connessione a terra. Una foto dell'impianto è riportata in figura (5-14).



Figura 5-14 Impianto attuale (da sx: batterie, inverter, regolatore di carica, quadro elettrico).

In presenza di produzione di energia dal fotovoltaico e assorbimento da parte dei carichi, il regolatore di carica, qualora la tensione generata sia sufficiente e le batterie non siano ancora a SoC=1 (completamente cariche), farà passare l'energia alle batterie per caricarle; il regolatore provvederà a regolare la tensione in ingresso dai moduli, in modo che all'uscita sia tale da poter caricare gli accumulatori. La richiesta di potenza dalle utenze obbliga la corrente a raggiungere anche l'inverter, bypassando le batterie per evitare ulteriori perdite in caso di SoC=1: l'energia transiterà nell'inverter, entrerà in corrente continua per uscire in alternata, ad una tensione maggiore, e andrà a alimentare i carichi monofase. L'accensione del gruppo elettrogeno determina il sezionamento del generatore fotovoltaico: il gruppo alimenta i carichi monofase, trifase e carica le batterie, se necessario.

In assenza di energia generata dal campo fotovoltaico, i carichi verranno alimentati dalle batterie, finché sufficientemente cariche; la potenza in uscita dalle batterie è in corrente continua: transiterà quindi nel convertitore DC/AC per uscire in corrente alternata, a tensione maggiore, e alimentare i carichi.

Il gruppo elettrogeno non si avvia mai in automatico, ma necessita dell'intervento dell'utente, pertanto anche con SoC minimo e in assenza di produzione non si avrà carica degli accumulatori. Con l'accensione del gruppo elettrogeno, l'energia generata dal gruppo arriverà all'inverter che convertirà da corrente alternata a continua e andrà a caricare le batterie, se necessario, alimentare i carichi trifase e monofase, escludendo il fotovoltaico (anche qualora ci fosse produzione). Occorre ricordare che il gruppo elettrogeno viene acceso solo quando c'è necessità di alimentare carichi trifase, quindi a discrezione dell'utenza.

5.5 I carichi alimentati dall'impianto elettrico

La struttura non presenta un sistema di monitoraggio della richiesta di energia elettrica da parte dei diversi carichi e, inoltre, trattandosi di un agriturismo, risulta difficile poter accedere alle cucine e ai locali per poter ottenere i dati relativi ai consumi.

Attualmente, al rifugio sono presenti sia carichi monofase che carichi trifase. Per avere un quadro generale dei carichi presenti presso la struttura, si è proceduto con un'intervista al proprietario piuttosto che fare un censimento in prima persona, onde evitare di creare disguidi. Vengono riportati in tabella 5-2 i principali carichi monofase, con le relative potenze assorbite.

Carico	Quantità	Potenza (W)	Potenza complessiva (W)	
Frigorifero 620I (figura	1	380	380	
5-15)				
Frigorifero/congelatore	2	104	208	
Pompa caldaia (tipo A)	2	100	200	
Pompa caldaia (tipo B)	2	200	400	
Bruciatore	2	60	120	

Tabella 5-2 Principali carichi della struttura con relative potenze.

Luci LED	40	6,5	260
Luci	8	25	200
PC	1	200	200
Macchina del caffè	1	1800	1800

ww.isaitaly.com 105.80 Q9 550 W ng gas co Eras KO 0.260

Figura 5-15 Dati di targa di frigorifero da 380W.

I carichi trifase, si ricorda alimentati solamente dal gruppo elettrogeno, sono tutti caratterizzati da funzionamento intermittente; si riportano in tabella 5-3, con le relative potenze assorbite.

Carico	Potenza (W)	Quantità	Potenza complessiva (W)
Lavastoviglie	6000	1	6000
Macchina per la pasta	2500	2	5000

Tabella 5-3 Principali carichi trifase della struttura

Ovviamente sono state escluse dal censimento dei carichi tutte le utenze minori o non costantemente collegate; tra queste sono sicuramente inclusi i carichi collegati alle prese nelle camere degli ospiti, ad esempio.

Occorre specificare che la macchina del caffè è attualmente collegata direttamente al gruppo elettrogeno, pur trattandosi di un carico monofase; pertanto, non viene mai alimentata con accumulatori o generatore fotovoltaico.

CAPITOLO 6 – IL MONITORAGGIO DEGLI ASSORBIMENTI ELETTRICI

6.1 Introduzione al monitoraggio

Una volta compreso il funzionamento generale dell'impianto, si è proceduto con la misurazione degli assorbimenti. In seguito al primo sopralluogo, vista la topografia dell'impianto, si è scelto di monitorare solamente i carichi monofase. Questa scelta è stata dettata da alcune motivazioni: i carichi trifase sono collegati direttamente al gruppo elettrogeno, tuttavia un monitoraggio sulla produzione di potenza del gruppo non è rappresentativo dei soli consumi dei carichi trifase, in quanto al gruppo sono stati collegati anche carichi monofase (come ad esempio la macchina per il caffè); inoltre, si ricorda che il gruppo elettrogeno risulta collegato anche alle batterie e ai carichi monofase: monitorando sull'uscita del gruppo, si andrebbero a considerare anche potenze non direttamente collegabili ai carichi trifase. Un'altra ragione è dovuta al fatto che i carichi intermittenti: si tratta infatti di una lavastoviglie che assorbe fino a 6 kW di potenza e di due macchine per la pasta, da 2,5 kW ciascuna, in funzione solamente quando necessarie. Da queste problematiche deriva la scelta di monitorare solo i carichi monofase.

Il controllo dei parametri di rete è stato fatto con uno strumento *HT*®, modello *Solar300N* (figura 6-1). Tale strumento permette di registrare in continuo molti parametri di rete.



Figura 6-1 Strumento HT® Solar300N.

Sono state impostate le grandezze da misurare e il relativo periodo di integrazione. Quest'ultimo è un parametro compreso tra 1 secondo e 60 minuti e permette di ottenere dati significativi limitando l'uso di memoria per la registrazione dei parametri. Trascorso un intervallo di tempo, ovvero un periodo di integrazione, lo strumento estrae dai valori campionati di ogni grandezza misurata il valore minimo, il valore medio e il valore massimo. Per questa campagna di misura è stato scelto un periodo di integrazione di 2 minuti. Sono state misurate le seguenti grandezze: tensione di fase; tensione neutro-terra; frequenza; corrente; potenza attiva; potenza e energia attiva, complementare (con distinzione tra induttiva e capacitiva) e apparente; fattore di potenza induttivo e fattore di potenza capacitivo; fattore di potenza induttivo e capacitivo distorti (valori limite teorici qualora si riuscissero ad eliminare completamente tutte le armoniche dal sistema elettrico); *Total Harmonic Distortion* di: tensione di fase, tensione neutro-terra; armoniche di: tensione di fase, tensione neutro-terra e corrente;

La configurazione utilizzata consente l'analisi di un sistema monofase (figura 6-2).



Figura 6-2 Configurazione di collegamento per il monitoraggio in monofase.

Dopo aver identificato il blocco corrispondente all'uscita in AC dell'inverter per il monitoraggio dei carichi monofase, sono stati installati 3 morsetti (per fase, neutro e terra) e una pinza amperometrica, impostando il fondo scala di quest'ultima a 100 A. La figura 6-3 mostra il quadro generale con la strumentazione per il monitoraggio.



Figura 6-3 Quadro elettrico con morsetti e pinza per la misurazione.

Il monitoraggio del sistema è stato condotto da martedì 3 settembre 2019 a mercoledì 11 settembre 2019. Si è cercato di avere dati significativi per una intera settimana, in modo tale da ottenere profili di carico sia per il fine settimana, caratterizzato da alta presenza di ospiti nella struttura, che per i giorni feriali, nei quali l'affluenza di turisti risulta minore. In particolare, lo strumento ha iniziato a registrare alle ore 9:56 del 3 settembre e la registrazione è stata terminata alle ore 8:46 dell'11 settembre. Il primo e l'ultimo giorno risultano pertanto incompleti, quindi poco significativi ai fini dell'analisi degli assorbimenti giornalieri: verranno da qui in poi esclusi dall'analisi.

Il risultato della campagna di misure è un foglio di lavoro Excel, all'interno del quale sono riportate tutte le grandezze misurate per ogni intervallo di integrazione.

6.2 L'elaborazione dei dati ottenuti dal monitoraggio

Il file Excel fornisce per ogni intervallo di integrazione valore medio, minimo e massimo di ogni grandezza. Per ciascun giorno è possibile rappresentare l'andamento nel tempo dei diversi parametri di rete.

6.2.1 Le potenze e le energie assorbite

Innanzitutto, occorre specificare che la potenza reattiva in questo caso comprende anche una componente distorta, in quanto tensione e corrente sono caratterizzate dalla presenza di armoniche. Il fattore di potenza è diverso dal $\cos\varphi$, che viene calcolato considerando solo la frequenza fondamentale [5] [16].

La relazione che lega le componenti di potenza è esprimibile con la (6.1).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \tag{6.1}$$

Dove:

- S è la potenza apparente, (VA);
- *P* è la potenza attiva, (W);
- Q è la potenza reattiva, (VAr);
- *D* è la potenza distorta o deformante, (VAd).

La potenza deformante assume valore nullo qualora il carico sia totalmente resistivo nei circuiti lineari, dove c'è proporzionalità tra armoniche di tensione e relative armoniche di corrente; la potenza deformante invece non può annullarsi qualora non sussista questa proporzionalità.

Talvolta si definisce come potenza complementare la potenza calcolata come nella (6.2).

$$Q' = \sqrt{Q^2 + D^2}$$
(6.2)

Si assume Q' uguale alla potenza reattiva dell'impianto. Un'operazione di questo tipo equivale a passare da regime periodico a regime sinusoidale equivalente, detto anche *equi-efficace*: tensione e corrente sono grandezze sinusoidali, il cui valore efficace è uguale a quello delle grandezze effettive, con frequenza pari alla fondamentale e angolo di sfasamento dato dal fattore di potenza. Tuttavia, occorre specificare che si tratta pur sempre di una approssimazione: il principio di conservazione delle potenze che viene usato in regime sinusoidale non è più applicabile poiché la potenza Q' non è esattamente una potenza reattiva.

A fronte di queste considerazioni, si può concludere che: l'unica misurazione certa per quanto riguarda le potenze è quella di potenza attiva; occorrerà quindi procedere diversamente per ottenere i valori di potenza apparente e potenza complementare [16].

Il calcolo della potenza apparente *S* viene fatto con i valori medi di tensione e corrente assorbita, (6.3).

$$S = V \cdot I \tag{6.3}$$

Dove:

- *V* è la tensione di fase media, (V);
- *I* è la corrente media, (A).

Il fattore di potenza *PF* viene calcolato con la (6.4).

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = k_D \cdot \cos\varphi$$
(6.4)

Dove:

- P è la potenza attiva, (W);
- *S* è la potenza apparente, (VA);
- Q è la potenza reattiva, (VAr);
- D è la componente deformante della potenza, (Vad);
- $cos \varphi$ è il coseno dell'angolo di sfasamento tra tensione e corrente;
- k_D è un coefficiente moltiplicativo calcolato con la (6.5).

$$k_D = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \tag{6.5}$$

Da questi dati, è possibile valutare la potenza complementare Q', mediante la formula (6.6).

$$Q' = \sqrt{(U \cdot I)^2 - P^2}$$
(6.6)

Dove:

- *U* è la tensione di fase, (V);
- I è la corrente, (A);
- *P* è la potenza attiva, (W).

Può essere utile a questo punto prendere come esempio il giorno in cui si sono riscontrati i massimi assorbimenti.



Figura 6-4 Energia attiva, complementare e apparente nei diversi giorni del monitoraggio.

Come si vede facilmente dal grafico in figura 6-4, sabato 7 settembre 2019 si è registrata la massima energia assorbita dalle utenze: circa 14 kWh di energia attiva. Si può notare che l'energia complementare risulta essere sempre maggiore o circa uguale alla metà di quella attiva.

Gli andamenti nel tempo di potenza attiva, potenza complementare e potenza apparente mediate sul periodo di integrazione per il 7 settembre 2019 possono essere rappresentati sul medesimo grafico, figura 6-5. Sullo stesso, viene riportato anche il fattore di potenza medio che, come si vede, assume all'incirca valori compresi tra 0,8 e 1.


Figura 6-5 Andamento nel tempo di potenza attiva, reattiva e apparente mediati sul periodo di integrazione nella giornata del 7 settembre 2019.

La tabella 6-1 riporta invece i valori registrati e misurati più significativi per ogni giorno del periodo di misurazione:

Giorno	Ea_tot	Ec_tot (kVAh)	Es_tot (kVAh)	P_min (W)	P_max (W)
	(kWh)				
04-set	11,9	7,4	14,0	166,3	919,1
05-set	9,9	6,1	11,7	154,6	838,0
06-set	11,2	6,0	12,8	128,1	1120,0
07-set	14,0	7,0	15,7	149,0	1131,0
08-set	13,7	6,6	15,3	155,2	1828,0
09-set	9,4	5,5	11,0	108,3	831,6
10-set	9,3	5,4	10,8	138,8	823,1

Tabella 6-1 Valori di: energia attiva (Ea_tot), energia complementare (Ec_tot), energia complessa (Es_tot), potenza minima (P_min) e potenza massima (P_max) nei giorni di misurazione.

Il giorno caratterizzato dall'assorbimento di energia attiva massimo è stato sabato 7 settembre 2019, con 14,0 kWh assorbiti nell'arco della giornata. La potenza massima si è registrata nella giornata di domenica 8 settembre 2019, con 1,828 kW assorbiti intorno alle 7 del mattino.



Figura 6-6 Profili di carico giornalieri.

In figura 6-6 vengono riportati i profili di carico registrati nella settimana di monitoraggio. In generale, osservando i diversi profili di assorbimento, non si riscontrano grandi analogie tra i diversi giorni della settimana. Spesso si sono rilevati i maggiori assorbimenti nella fascia oraria tra le 9 e le 15. Nel fine settimana, alle 13 si è rilevato un picco di richiesta di potenza, probabilmente dovuto al un utilizzo maggiore della cucina. Avendo a disposizione profili di carico così diversi, non è possibile tracciare l'andamento della richiesta di potenza per un giorno tipo, che possa rappresentare sufficientemente bene tutta la settimana; si sceglie pertanto di proseguire in modo cautelativo, prendendo in considerazione la giornata caratterizzata dal massimo di energia assorbita, cioè sabato.

Si può inoltre risalire alla percentuale di periodi di integrazione in cui il comportamento del carico è induttivo o capacitivo.

L'energia complementare (reattiva con componente distorta) viene registrata con componente induttiva e componente capacitiva, lo stesso per il fattore di potenza. Pertanto, è stato possibile valutare quando il carico risultasse induttivo e quando capacitivo. Per fare ciò, si è utilizzata la tabella in figura 6-7 fornita dal costruttore dello strumento, che riporta le convenzioni su potenze e fattori di potenza [10].

Utente = Generatore Induttivo ←	90	•	→ Utente = Carico Capacitivo		
P+ = 0 Pfc+ = -1 Pfi+ = -1 Qc+ = 0 Qi+ = 0 180°	P - = P Pfc - = -1 Pfi - = Pf Qc- = 0 Qi - = Q	P+ = P Pfc+ = Pf Pfi+ = -1 Qc+ = Q Qi+ = 0	P - = 0 Pfc - = -1 Pfi - = -1 Qc - = 0 Qi - = 0 0 °		
P+ = 0 Pfc+ = -1 Pfi+ = -1 Qc+ = 0 Qi+ = 0	P - = P Pfc - = Pf Pfi - = -1 Qc- = Q Qi - = 0	P+ = P Pfc+ = -1 Pfi+ = Pf Qc+ = 0 Qi+ = Q	P - = 0 Pfc - = -1 Pfi - = -1 Qc- = 0 Qi - = 0		
Utente = Generatore Capacitivo ←	27	b °	→ Utente = Carico Induttivo		

Figura 6-7 Convenzioni di potenza e fattori di potenza.

Impostando una cella con condizione, si è potuto risalire alla tipologia di carico in ogni periodo di integrazione. Mediamente, il carico risulta induttivo per il 70% circa dei periodi di integrazione.

6.2.2 La tensione e la corrente

Dai dati forniti dal monitoraggio è inoltre possibile valutare tensione e corrente assorbite nel corso della giornata, nonché la distorsione percentuale di corrente e tensione, sintomo della presenza di armoniche.

Anche in questo caso, vengono presi valori medi di tensione di fase e di corrente. Si vede facilmente dalla figura 6-8 che nella giornata del 7 settembre 2019 la corrente oscilla all'incirca tra 0,8 A e 5,7 A. La tensione di fase risulta coerente con la tensione richiesta sulle linee monofase per l'alimentazione dei più comuni carichi: tra 220 V e 236 V.



Figura 6-8 Andamento nel tempo di tensione di fase e corrente nella giornata del 7 settembre 2019.

L'alternarsi di minimi e massimi di corrente assorbita può trovare spiegazione nello spegnimento e nell'accensione dei frigoriferi presenti nella struttura. Inoltre, la corrente media assorbita aumenta fino a 5 A circa in corrispondenza delle ore serali (dalle 18 in poi) fino al mattino presto (ore 6), orari che corrispondono pressappoco al tramonto e all'alba: si tratta di un aumento presumibilmente dovuto all'accensione dell'illuminazione nel rifugio.

Giorno	V_max	V_min	V_mean	I_max	I_min	I_mean
	(V)	(V)	(V)	(A)	(A)	(A)
04-set	235,00	221,50	225,90	4,74	0,88	2,58
05-set	235,70	221,60	226,68	4,33	0,81	2,15
06-set	236,20	222,10	226,56	5,55	0,65	2,35
07-set	235,40	221,10	227,30	5,75	0,81	2,88
08-set	235,70	221,00	226,97	8,01	0,80	2,80
09-set	236,50	223,80	227,18	4,31	0,57	2,01
10-set	233,10	220,90	226,17	4,37	0,71	1,99

 Tabella 6-2 Tensione massima (V_max), minima (V_min) e media (V_mean), corrente massima (I_max), minima (I_min) e media (I_mean) per i giorni di misurazione.

6.2.3 Power quality

Per stimare la presenza di armoniche di tensione di fase e corrente è possibile utilizzare il valore percentuale di *Total Harmonic Distortion* medio per la giornata del 7 settembre 2019. Un'onda periodica non sinusoidale può sempre essere descritta come somma di onde sinusoidali, ciascuna con frequenza multipla intera della fondamentale, secondo la relazione (6.7) [10] [31].

$$v(t) = V_0 + \sum_{k=1}^{\infty} V_k \cdot \sin(\omega_k \cdot t + \varphi_k)$$
(6.7)

Dove:

- V_0 è il valore medio di v(t), (V);
- V_1 è l'ampiezza della fondamentale di v(t), (V);
- V_k è l'ampiezza della k-esima armonica di v(t), (V);
- φ_k è la fase iniziale della *k*-esima armonica di v(t), (rad);
- ω_k è la pulsazione, (rad/s);
- *t* è il tempo, (s).

Teoricamente, un segnale non sinusoidale è descritto con un numero infinito di onde sinusoidali, con frequenze multiple della frequenza della fondamentale; tuttavia, nella realtà, ogni segnale ha un numero limitato di armoniche: esiste cioè sempre un numero d'ordine oltre il quale il contributo delle armoniche è trascurabile. In un sistema con tensione di rete fondamentale pari a 50 Hz, avremo che la seconda armonica ha frequenza 100 Hz, la terza 150 Hz e così via.



Figura 6-9 Effetto della somma di due frequenze multiple in un segnale di tensione.

Come si vede dalla figura 6-9, la fondamentale è una sinusoide. La terza armonica, con frequenza maggiore, sarà sommata alla fondamentale, creando una distorsione del segnale di tensione (risultante). Come già detto, nella realtà le armoniche sono infinite; la normativa EN50160 suggerisce però di fermarsi alla quarantesima armonica, oltre la quale il contributo è insignificante.

Per tenere conto della presenza di armoniche si usa il parametro *Distorsione Armonica Totale THD* (in inglese: *Total Harmonic Distortion*), solitamente espresso in percentuale, (6.8).

$$THD\%_A = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{40} A_k^2}}{A_1} \cdot 100$$
(6.8)

Dove:

- *A* è la grandezza di cui si vuole valutare la distorsione armonica totale (può essere una tensione o una corrente, più in generale un segnale sinusoidale);
- A_k è l'ampiezza della k-esima armonica;
- A_1 è l'ampiezza della fondamentale.

Come si vede, la sommatoria non parte dalla prima armonica in quanto questa è la fondamentale e non contribuisce alla distorsione del segnale.

I valori di THD% di tensione di fase, tensione neutro-terra e corrente vengono registrati e forniti dallo strumento; inoltre, lo strumento fornisce anche l'ampiezza fino alla 49esima armonica. Il contributo maggiore è dato dalle armoniche di ordine dispari; questo accade in quanto le armoniche di ordine pari hanno media nulla su mezzo periodo, come si vede in figura 6-10.



Figura 6-10 Armoniche del secondo (a sinistra) e terzo ordine (a destra).

La conseguenza di questo fatto è il sommarsi delle armoniche dispari sul conduttore di neutro, creando surriscaldamenti potenzialmente pericolosi. Pertanto, il conduttore di neutro dovrà essere correttamente dimensionato; inoltre, un eventuale trasformatore di distribuzione dovrà possedere un sistema di raffreddamento ausiliario per continuare il funzionamento alla capacità nominale, qualora non sia adatto alla presenza di armoniche, in quanto la corrente armonica nel neutro del circuito secondario circolerà nel primario collegato a triangolo. Le correnti delle armoniche sulla fase causano distorsioni dell'onda di tensione, provocando sovraccarico dei condensatori di rifasamento. In aggiunta, i motori patiscono la presenza di armoniche dispari: la quinta e la undicesima si oppongono al flusso di corrente attraverso queste apparecchiature, limitandone la vita media e rendendo più difficile il funzionamento. In generale, maggiore è l'ordine dell'armonica, minore sarà l'effetto sulle apparecchiature in quanto minore è l'energia dell'armonica

A questo punto, scelta la giornata del 7 settembre 2019 come riferimento, si riporta un grafico con i valori di THD% di tensione e corrente (figura 6-11).



Figura 6-11 THD% medio di tensione e corrente nella giornata del 7 settembre 2019.

Come si nota facilmente dal grafico, la distorsione armonica della corrente è decisamente maggiore rispetto a quella della tensione.

Un altro aspetto da notare è il fatto che la distorsione della corrente ha un andamento piuttosto "nervoso".

Si può provare a spiegare questo fenomeno analizzando la formula utilizzata per calcolare il THD (formula 6.8). Come si può vedere, il numeratore della formula dipende dalle armoniche di ordine superiore. A denominatore, troviamo l'ampiezza della fondamentale. Ciò significa che qualora si verifichino variazioni repentine dell'ampiezza dell'armonica fondamentale o delle armoniche minori si ha una variazione repentina del THD. Queste variazioni possono essere causate dalla presenza dell'inverter, ad esempio. La conversione DC/AC introduce nel sistema armoniche di ordine minore.

Le armoniche di corrente aumentano sensibilmente l'isteresi, le correnti parassite e le perdite in generatori, trasformatori e motori a induzione. Aumentano le perdite nei cavi, a causa delle elevate frequenze, e si possono avere malfunzionamenti di interruttori magnetotermici, fusibili, relè di protezione e sistemi di controllo.

Le armoniche sono generate da carichi non lineari, che spesso costituiscono il 40% del carico. Trasformatori, lampade fluorescenti compatte, lampade LED, lampade a scarica ad alta intensità, tubi fluorescenti, lampade fluorescenti ad alta tensione, condizionatori ad aria, inverters, carica-cellulari, TV, computers e altri dispositivi introducono armoniche nel sistema.

L'elevato THD di corrente può essere spiegato ricordando che nell'impianto è installato un inverter e la struttura è illuminata per buona parte da luci LED. Le variazioni maggiori di THD sulla corrente e sulla tensione si verificano quando l'inverter è presumibilmente maggiormente in funzione, ovvero durante le ore del giorno, quando è presente un'elevata produzione da fotovoltaico.

CAPITOLO 7 – LA SIMULAZIONE E IL DIMENSIONAMENTO DEL NUOVO IMPIANTO ELETTRICO

7.1 Il calcolo dell'inclinazione ottimale

Per valutare l'irraggiamento nella zona di interesse è stato utilizzato il sito internet *SoDa* (*Solar Radiation Data*). Tramite il tool *Normal Year of Global Radiation* and *Air Temperature* è stato possibile ottenere i valori di irraggiamento globale sul piano orizzontale, nonché i valori di temperatura dell'aria per un anno tipico. I dati vengono rilevati da *Meteotest*, compagnia svizzera che si occupa di meteorologia, clima, energia e ambiente. I valori mensili sono ottenuti da database quali *ESRA* e *METEONORM* [11]. I valori orari di irraggiamento e temperatura sono generati casualmente; la radiazione su una superficie inclinata viene calcolata. I risultati – forniti per valori orari, giornalieri e mensili, riguardano un anno tipico, essendo ottenuti mediando i dati rilevati negli anni compresi tra il 1961 e il 1990 [6].

Il tool richiede latitudine e longitudine del luogo di interesse (latitudine 45°20'56", longitudine 7°25'58", rilevate con GPS nel luogo ove sono installati i moduli), angolo di inclinazione della superficie (in questo caso fissato a 0°, in quanto siamo interessati a valutare l'irraggiamento sul piano orizzontale), l'esposizione (l'esposizione ottimale risulta essere sempre a Sud, cui corrisponde un azimut di 180°) e la tipologia di terreno (in questo caso erba), necessaria per valutare la componente riflessa. Di seguito viene riportata la tabella (7-1) riassuntiva con i dati inseriti nel tool.

Dati riassuntivi <i>SoDa</i>								
Latitudine (°)	Longitudine (°)	Inclinazione (°)	Esposizione (°)	Tipologia				
				terreno				
45,3488	7,4330	0	180	erba				

Tabella 7-1 Valori i	nseriti nel	tool SoDa.
----------------------	-------------	------------

Da una prima elaborazione dei dati disponibili è possibile ottenere l'irraggiamento globale medio giornaliero per ogni mese dell'anno (figura 7-1).



Figura 7-1 Irraggiamento medio giornaliero su superficie orizzontale.

Come si vede dal grafico in figura 7-1, il massimo di irraggiamento si ha nel mese di luglio, con un irraggiamento medio giornaliero di 7,05 kWh/m². Il minimo si registrerà ovviamente nel mese di dicembre, con 1,44 kWh/m².

Inoltre, sapendo il numero di giorni in ogni mese, si può risalire all'irraggiamento totale sul piano orizzontale in ogni mese dell'anno.



Figura 7-2 Irraggiamento mensile totale (medio) su superficie orizzontale.

A questo punto è utile analizzare l'inclinazione ottimale dei moduli. Si è proceduto calcolando per angoli di inclinazione multipli di 10° l'irraggiamento totale annuo. È stata quindi ottenuta la tabella 7-2.

Masa				Irra	ggiamer	nto (kWh	/m²)							
Wiese	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°				
Gen	50,4	65,4	79,2	91,1	101,0	108,5	113,2	115,3	114,4	110,7				
Feb	87,3	108,5	127,4	143,4	155,9	164,6	169,2	169,7	165,9	158,0				
Mar	153,3	178,3	199,4	215,9	227,3	233,2	233,5	228,1	217,3	201,3				
Apr	158,4	170,4	179,2	184,4	185,8	183,5	177,7	168,3	155,7	140,1				
Mag	185,9	192,0	194,9	194,1	189,7	182,2	172,1	158,9	143,3	126,7				
Giu	199,0	203,4	203,4	199,8	192,3	182,0	169,3	153,8	136,6	119,2				
Lug	218,7	224,9	227,1	225,0	218,3	208,1	194,7	177,7	158,0	137,8				
Ago	180,8	191,3	198,1	200,8	199,4	194,2	185,5	173,1	157,5	139,3				
Set	128,7	141,9	152,2	159,5	163,5	164,1	161,2	155,0	145,7	133,4				
Ott	89,1	104,5	117,9	128,7	136,8	141,8	143,6	142,2	137,6	129,8				
Nov	59,9	76,9	92,2	105,4	116,2	124,2	129,1	130,9	129,3	124,6				
Dic	44,6	59,5	73,2	85,3	95,5	102,9	108,2	110,7	110,4	107,3				
Tot	1557,1	1717,0	1844,1	1933,4	1981,5	1989,2	1957,4	1883,6	1771,4	1628,1				

Tabella 7-2 Dati di irraggiamento mensile considerando diverse inclinazioni.

Una volta trovato l'intervallo di inclinazioni che assicura il massimo sfruttamento della risorsa, ovvero tra 50° e 60°, si procede aumentando di un grado alla volta l'inclinazione, fintanto che si raggiunge il massimo di irraggiamento annuo. L'inclinazione ottimale è pari a 50°, e assicura 1989,19 kWh/m² l'anno incidenti sul pannello.

Confrontando l'irraggiamento medio sul piano orizzontale (inclinazione 0°) con l'irraggiamento medio su piano inclinato di 50°, si verifica che si ha un aumento significativo dell'irraggiamento nei mesi da agosto a dicembre e da gennaio ad aprile (figura 11-3). Tuttavia, nei mesi estivi (in particolare giugno e luglio), che corrispondono anche ai mesi in cui la struttura è maggiormente frequentata, si ha una diminuzione di irraggiamento sul modulo inclinato rispetto al modulo orizzontale. Considerando che la situazione più sfavorevole è il mese di dicembre, periodo in cui la struttura è aperta ma la produzione da fotovoltaico è minima, conviene scegliere una inclinazione tale da ottimizzare la produzione nell'ultimo mese dell'anno. Inclinazioni maggiori, pertanto molto vicine alla soluzione con moduli verticali, aumentano la produzione nei mesi in cui le ore di luce sono meno e l'altezza solare è ridotta. L'irraggiamento massimo nel mese di dicembre si ottiene con una inclinazione compresa tra 70° e 80°; si procede quindi aumentando l'inclinazione di grado in grado per valutare la condizione migliore. Si ottiene

che moduli con inclinazione compresa tra 72° e 75° garantiscono un irraggiamento medio mensile di 110,98 kWh/m². Tra questi, si sceglie l'inclinazione di 72°, in modo da garantire un irraggiamento annuo maggiore, a parità di irraggiamento nel mese più sfavorevole.



Figura 7-3 Irraggiamento medio giornaliero a diverse inclinazioni significative.

Come si può vedere dal grafico in figura 7-3, l'irraggiamento medio nel mese di dicembre aumenta all'aumentare dell'inclinazione dei moduli; in particolare, si ha un aumento di circa 0,26 kWh/m², ottimizzando quindi la produzione nel mese di dicembre.

Per i calcoli che seguiranno verrà pertanto utilizzata una inclinazione dei moduli pari a 72°.

Ipotizzando infine la presenza di neve al suolo nei mesi di novembre, dicembre, gennaio, febbraio e marzo, si ha un aumento di irraggiamento dovuto alla maggiore albedo. In particolare, si ha un aumento di irraggiamento pari a 1,1% nel mese di dicembre.

In tabella vengono riportati i valori di irraggiamento medio giornaliero per i mesi caratterizzati dalla possibile presenza di neve al suolo.

Mese	Irraggiamento senza neve	Irraggiamento con neve	Aumento %
	(kWh/m²)	(kWh/m²)	
Gen	3,72	3,78	1,6%
Feb	5,84	5,94	1,7%
Mar	7,3	7,47	2,3%
Nov	4,36	4,43	1,6%
Dic	3,58	3,62	1,1%

Tabella 7-3 Valori di irraggiamento medi giornalieri con neve e senza neve.

7.2 La simulazione dell'impianto elettrico

7.2.1 Introduzione alla simulazione

A questo punto dell'analisi, è necessario introdurre un modello che permetta di calcolare i principali parametri riguardanti la producibilità del modulo fotovoltaico, al fine di valutare, con l'introduzione di un modello per gli accumulatori elettrochimici, i giorni di autonomia del sistema, anche in assenza di giorni di sole. I fattori che è importante tenere presenti sono: l'irradianza sul piano inclinato a 72°, ovvero l'inclinazione ottimale calcolata per ottimizzare l'irraggiamento medio nel mese di dicembre, mese più sfavorevole per il dimensionamento del sistema; la temperatura ambiente, per il calcolo della temperatura della cella, che, come visto nel capitolo 2, influenza la caratteristica I(U) delle celle; la velocità del vento, che tramite una formula empirica permetterà di tenere conto dell'effetto del vento sulla temperatura di cella; l'assorbimento elettrico dei carichi.

Da questi dati, tramite delle formule e costanti fisse, sarà possibile calcolare la produzione da fotovoltaico, sia in corrente continua che in alternata, tenendo conto della presenza dell'inverter; da questi risultati, verranno valutati gli eventuali prelievi dalla rete e il surplus prodotto, che nel nostro caso saranno da destinarsi alla batteria.

Il foglio Excel sarà impostato in modo tale che gli unici parametri su cui si andrà ad agire saranno potenza installata del fotovoltaico e capacità degli accumulatori; tutte le altre grandezze, ad esempio l'energia accumulata, la produzione del fotovoltaico etc., varieranno automaticamente. In questo modo sarà poi possibile effettuare comparazioni tra diverse soluzioni.

7.2.2 Il modello del campo fotovoltaico

Il dimensionamento del modulo viene fatto per le condizioni più sfavorevoli; nel nostro caso, la struttura sarà aperta dal mese di aprile fino a dicembre, pertanto occorre verificare in quale mese l'irraggiamento medio giornaliero risulti inferiore. Come visto nel paragrafo 7.1, il mese più sfavorevole per l'irraggiamento giornaliero è dicembre, caratterizzato da 1,44 kWh/m² medi. Vengono quindi presi i valori orari di irradianza, temperatura dell'aria e velocità del vento a un'altezza di 10 m per il mese di dicembre. Questi dati sono stati ottenuti dal tool di SoDa, inserendo latitudine e longitudine del luogo di interesse e inclinazione di 72°. Come già detto, i valori riportati sono valori medi, calcolati considerando un periodo di tempo di 29 anni, dal 1961 al 1990. Per quanto riguarda la velocità del vento, questo dato è stato ottenuto dal tool Merra di SoDa, in cui viene fornita la velocità del vento a 10 m di quota, a una certa latitudine e longitudine; sono stati presi i dati relativi all'anno 2018, in guanto per il 2019 non sono ancora completi. Da guesto punto in poi, verranno effettuati i calcoli su foglio Excel sia per il caso in assenza di vento, meno realistico ma più cautelativo, sia considerando l'effetto del vento sulla temperatura di cella [8] [25]. Non verrà preso in considerazione il caso con neve al suolo, per ottenere output più cautelativi.

Per quanto riguarda i profili di carico, sono stati utilizzati gli assorbimenti registrati durante il monitoraggio effettuato dal 3 settembre 2019 all'11 settembre 2019. Sono stati esclusi il primo e ultimo giorno, in modo da ottenere i profili di assorbimento dei carichi per una intera settimana. La scelta di utilizzare le potenze registrate nel mese di settembre è dovuta all'impossibilità di monitorare nel periodo invernale, ma è comunque cautelativa, in quanto il dimensionamento sarà sovrastimato, avendo sicuramente assorbimenti minori nel periodo invernale. Vengono utilizzati valori medi orari di assorbimento elettrico.

Per cominciare, una volta ottenuti i valori orari di irradianza con il tool di *SoDa* (figura 7-4) e la richiesta media oraria del carico (mediando i valori medi ogni due minuti ottenuti con il monitoraggio degli assorbimento), si procede valutando quando il sistema entrerà in funzione: il valore di irradianza minima oltre il quale si avrà funzionamento dell'impianto è scelto pari a 17,7 W/m²; ciò significa che in presenza di irradianza minore di questa soglia il fotovoltaico non produrrà nulla.



Figura 70-4 Interfaccia di SoDa con i dati inseriti nel tool.

Per la temperatura di cella si usa la formula (7.1).

$$T_{cella} = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{rif,NOCT}}{G_{rif,NOCT}} \cdot G$$
(7.1)

Dove:

- T_{amb} è la temperatura ambiente, (°C);
- NOCT è la Normal Operating Cell Temperature, (°C);
- $T_{rif,NOCT}$ è la temperatura di riferimento per NOCT, pari a 20°C;
- *G_{rif,NOCT}* è l'irradianza di riferimento per NOCT, pari a 800 W/m²;
- G è l'irradianza media oraria, (W/m²).

Per valutare la temperatura di cella con l'effetto del vento occorre considerare la velocità del vento, l'irradianza e la tipologia di installazione dei pannelli (*free-standing*, tetto piano, tetto inclinato o integrati in facciata). La formula utilizzata, fornita da Skoplaki et al. [25], è la (7.2).

$$T_{cella,vento} = T_{amb} + \omega \cdot \frac{0.32}{8.91 + 2 \cdot \nu} \cdot G \tag{7.2}$$

Dove:

- ω è un fattore che tiene conto della tipologia di installazione dei moduli: vale 1 per installazione *free-standing*, 1,2 per installazione su tetto piano e 1,8 su tetto inclinato, 2,4 per installazioni integrate in facciata. Nel nostro caso, $\omega = 1$;
- v è la velocità dell'aria, corretta rispetto a quella di riferimento ad una certa quota,
 considerando la quota effettiva alla quale sono installati i moduli; pertanto, è stata

presa una quota media, considerando di avere 3 moduli di 998mm di larghezza sovrapposti, inclinati di 72°. L'altezza media ottenuta vale 1423,73 mm.

Il tool *Merra* fornisce la velocità del vento a una quota di 10 m. I pannelli si trovano a un'altezza media da terra pari a 1,424 m; presumibilmente, la velocità del vento a una quota minore sarà inferiore, essendo influenzata dalla presenza del terreno. La formula utilizzata per la correzione è la (7.3).

$$v = v_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^n \tag{7.3}$$

Dove:

- v_{ref} è la velocità del vento fornita ad una fissata quota, (m/s);
- z è la quota media dei pannelli, (m);
- z_{ref} è la quota a partire dal terreno alla quale viene misurata v_{ref} , pari a 10 m;
- n è un esponente calcolato con (7.4):

$$n = \frac{0.37 - 0.0881 \cdot \ln(v_{ref})}{1 - 0.0881 \cdot \ln(\frac{z}{10})}$$
(7.4)

Calcolata la temperatura di cella, è possibile valutare la potenza massima prodotta nelle condizioni di irradianza oraria data, nota la potenza installata e il coefficiente di temperatura della potenza (7.5).

$$P_{max} = P_{nom} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma_{th} \cdot (T_{cella} - T_{STC}))$$
(7.5)

Dove:

- *P_{nom}* è la potenza installata, (W);
- *G* è l'irradianza, (W/m²);
- *G_{STC}* è l'irradianza in STC, (W/m²);
- γ_{th} è il coefficiente che tiene conto della diminuzione di potenza dovuta all'aumento della temperatura di cella;
- *T_{cella}* è la temperatura della cella, (°C);
- *T_{STC}* è la temperatura di riferimento in *Standard Test Conditions*, (°C).

Il valore di γ_{th} viene preso pari a -0,4 %/°C, valore medio dell'intervallo indicato in [24].

Considerando le perdite dovute a polvere, riflessioni, mismatch e perdite nei cavi tramite opportune efficienze, si calcola la potenza in corrente continua disponibile (7.6)

$$P_{DC} = P_{max} \cdot \eta_{polv} \cdot \eta_{rifl} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{cavi}$$
(7.6)

l valori di η_{polv} , η_{rifl} , η_{mis} e η_{cavi} vengono presi rispettivamente pari a 0,98, 0,97, 0,97 e 0,99, come indicato in [24].

La potenza in AC può essere valutata solo conoscendo le caratteristiche dell'inverter, in particolare dal rendimento.

Come si può vedere dal grafico, all'aumentare della potenza in ingresso aumenta l'efficienza dell'inverter. L'espressione che permette il calcolo dell'efficienza dell'inverter è la (7.7):

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + (P_0 + P_{AC}^2 \cdot c_Q)}$$
(7.7)

Dove:

- P_{AC} è la potenza in AC in uscita dall'inverter, (W);
- P_0 è la potenza persa a vuoto, perdite lineari, (W);
- $P_{AC}^2 \cdot c_Q$ sono le perdite con carico, perdite quadratiche, (W).

In figura 7-5 si può vedere l'andamento del rendimento di conversione in funzione della percentuale di potenza nominale DC in ingresso all'inverter.



Figura 7-5 Efficienza dell'inverter in funzione della potenza nominale.

La potenza in AC si ricava con la formula (7.8):

$$P_{AC} = \eta_{inv} \cdot P_{DC} \tag{7.8}$$

Dove:

- η_{inv} è l'efficienza dell'inverter;
- P_{DC} è la potenza in corrente continua in ingresso all'inverter, (W).

La potenza in AC è anche la potenza che sarà effettivamente disponibile all'utenza in corrente alternata.

La differenza tra la potenza richiesta dai carichi e quella prodotta dal fotovoltaico assumerà valore positivo o negativo, a seconda se la richiesta è maggiore della produzione o viceversa; un valore negativo sarà da assumere come surplus di produzione, un valore positivo come richiesta agli accumulatori.

7.2.3 Il modello degli accumulatori

Il dimensionamento degli accumulatori viene fatto di pari passo al dimensionamento del campo fotovoltaico. Il mese considerato è sempre quello più sfavorevole, cioè dicembre. Innanzitutto, occorre riportare i valori orari di potenza richiesta dal carico (si ricorda che si tratta di valori medi) e la produzione del generatore fotovoltaico, in uscita dall'inverter. A inizio mese, si considera SoC=1, ovvero accumulatore completamente carico.

La richiesta di potenza alla batteria sarà valutabile come differenza tra la potenza assorbita dai carichi e la potenza prodotta dal generatore fotovoltaico. Questa differenza assumerà valore positivo o negativo, a seconda se la produzione è minore degli assorbimenti o viceversa. Tuttavia, l'energia effettivamente erogabile dalla batteria dovrà tenere conto anche del limite di potenza e dell'energia accumulata.

La batteria avrà una certa energia disponibile per la carica e potrà potenzialmente erogarne un'altra quantità. L'energia disponibile per la carica a inizio mese sarà ovviamente pari a 0, poiché la batteria ha SoC=1; man mano che si ha scarica dell'accumulatore, l'energia per la carica aumenta, diminuendo SoC, ed è calcolabile con la (7.9).

$$E_{carica} = (1 - SoC) \cdot C_{nom} \tag{7.9}$$

Dove:

- SoC è lo State of Charge;

- C_{nom} è la capacità della batteria, (Wh).

In questo caso, trattandosi di una valutazione oraria delle grandezze in gioco, E_{carica} è anche una potenza media oraria.

L'energia potenzialmente disponibile per la scarica e quindi per l'alimentazione dei carichi si può calcolare con la (7.10), tenendo in considerazione SoC minimo, imposto pari a 0,2.

$$E_{scarica} = (SoC - SoC_{\min}) \cdot C_{nom}$$
(7.10)

Dove:

- SoC è State of Charge;
- *SoC*_{min} è lo *State of Charge* minimo, imposto pari a 0,2;
- *C_{nom}* è la capacità della batteria, (Wh).

L'energia posseduta dalla batteria in condizioni di SoC=1 non potrà essere erogata completamente (a meno di SoC minimo) in meno di mezz'ora e lo stesso discorso vale in fase di carica; da questa considerazione deriva la necessità di valutare la massima potenza erogabile o immagazzinabile in ogni istante negli accumulatori. Ad esempio, con una capacità di 30 kWh, la massima potenza che potrà essere erogata con continuità in mezz'ora è pari a 60 kW, in quanto dopo mezz'ora avrò scaricato completamente la batteria. Se si considera anche SoC minimo, la massima potenza erogabile sarà pari a 48 kW, poiché non potrò mai scaricare 30 kWh, ma solo 24 kWh. Questo valore limiterà la potenza in ingresso e in uscita dagli accumulatori, garantendo una carica e una scarica sufficientemente lente.

A questo punto dell'analisi, sarà necessario valutare, ora per ora, di quanta batteria abbia bisogno il sistema per garantire l'alimentazione dei carichi e, quando si verifichi un surplus di produzione, se questo sia accumulabile nelle batterie.

Nel caso in cui ci sia una richiesta di potenza dalle batterie, la potenza erogata sarà valutata come il minimo valore tra la potenza disponibile per la scarica, la potenza limite e la potenza richiesta alle batterie. Con una produzione che eccede la richiesta dei carichi, la potenza potrà essere accumulata nelle batterie: la potenza immagazzinata sarà il massimo valore tra la potenza limite, il surplus di potenza e la potenza disponibile per la carica.

Le potenze fino ad ora citate sono tutte potenze medie orarie. Considerando un intervallo di un'ora, pertanto, saranno anche energie richieste o cedute.

Da ultimo, è possibile valutare i valori medi di potenza di carica, di scarica e sprecata in ogni intervallo di tempo. La potenza di carica andrà a caricare gli accumulatori, quella di scarica a scaricarli; ovviamente, a una potenza di carica non nulla dovrà corrispondere nello stesso istante una potenza di scarica nulla e viceversa. La potenza sprecata è data dalla (7.11).

$$P_{sprecata} = P_{batteria} + P_{PV,AC} - P_{assorbita}$$
(7.11)

Dove:

- *P*_{batteria} è la potenza utilizzata dalla batteria, (W);
- $P_{PV,AC}$ è la potenza prodotta dal fotovoltaico in AC, in uscita dall'inverter, (W);
- *P_{assorbita}* è la potenza assorbita dai carichi, (W).

Se la potenza data dalla batteria sommata a quella prodotta dal fotovoltaico è maggiore dell'assorbimento dei carichi, si avrà una potenza sprecata, calcolata con la (7.11), altrimenti $-P_{sprecata}$ è la potenza richiesta al gruppo elettrogeno.

Si può procedere con un controllo sulla potenza prodotta dal generatore fotovoltaico mediante un bilancio di potenze (7.12).

$$P_{PV,AC} = (P_{assorbita} - P_{scarica} - P_{GE}) + P_{carica} + P_{sprecata}$$
(7.12)

Dove:

- *P*_{PV,AC} è la potenza generata dal fotovoltaico in AC, (W);
- *P_{scarica}* è la potenza scaricata dalla batteria, (W);
- P_{GE} è la potenza fornita dal gruppo elettrogeno, (W);
- *P_{carica}* è la potenza di carica della batteria, (W);
- *P_{sprecata}* è la potenza sprecata, calcolata in (7.11), (W).

 $(P_{assorbita} - P_{scarica} - P_{GE})$ è la potenza prodotta dal fotovoltaico che viene immediatamente utilizzata per l'alimentazione dei carichi.



Figura 7-6 Schema esplicativo della simulazione.

7.3 I risultati delle simulazioni

Per spiegare tutte le potenze in gioco e i valori che assumono nel tempo è utile prendere come esempio una giornata del mese di dicembre, mese utilizzato per lo sviluppo del modello. La giornata scelta è un lunedì, la potenza di fotovoltaico installata è 3 kW, la capacità delle batterie 20 kWh; a inizio giornata, SoC è massimo.

In figura 7-7, vengono riportati gli andamenti di: potenza media richiesta dal carico, potenza media prodotta dal generatore fotovoltaico (AC, in uscita dall'inverter), potenza media generata dal gruppo elettrogeno per integrare, potenza media scaricata e caricata in batteria, SoC e potenza media prodotta dal fotovoltaico ma sprecata perché non accumulata né utilizzata dai carichi.



Figura 7-7 Potenze in gioco nella giornata di lunedì 1° dicembre, in assenza di vento; 3 kW di FV e 20 kWh di capacità di accumulo.

Come si vede in figura 7-7, la produzione del generatore fotovoltaico inizia alle 9 del mattino e termina alle 16. Fino a quando non si ha produzione da fotovoltaico, la richiesta del carico viene soddisfatta dalla batteria: la scarica della batteria assume lo stesso valore della potenza richiesta e SoC diminuisce fino a 0,86. Dalle ore 9, la potenza prodotta dal fotovoltaico viene utilizzata per soddisfare gli assorbimenti delle utenze e per la carica degli accumulatori: SoC aumenta fino al valore di 1. La potenza sprecata è dovuta al fatto che ad un certo punto (tra le 12 e le 15) la produzione del fotovoltaico è in grado di

soddisfare completamente la richiesta del carico e in contemporanea si ha SoC=1: le batterie sono del tutto cariche, quindi parte della potenza generata viene sprecata. Dalle 16, l'irradianza si annulla, pertanto il carico sarà alimentato solo dalle batterie: SoC diminuisce fino al valore di 0,85, non rendendo necessario l'intervento del gruppo elettrogeno.

Se ad esempio considerassimo una giornata con scarsa irradianza e SoC della batteria intorno a 0,5 in presenza dello stesso profilo di assorbimenti, ci aspetteremmo ad un certo punto l'integrazione con il gruppo elettrogeno.



Figura 7-8 Energie in gioco sulle batterie e SoC nella giornata del 1° dicembre, in assenza di vento; 3 kW di FV e 20 kWh di capacità di accumulo.

In figura 7-8, si può vedere la scarica della batteria dall'una alle 9, con SoC da 1 a 0,86; la scarica dalle 17 alle 24, da SoC=1 a SoC=0,85 e la carica tra le 10 e le 13.

Per considerare l'effetto del vento, caso più realistico ma meno cautelativo, sono state eseguite le stesse operazioni fatte per il caso senza vento ma utilizzando la temperatura di cella influenzata dalla velocità del vento. In tabella 7-1 si riportano i principali risultati ottenuti per il mese di dicembre nei due casi. La potenza di fotovoltaico installata è pari a 3 kW e la capacità delle batterie è di 20 kWh.

	Senza vento	Con vento	Variazione %
Energia richiesta	343,60 kWh	343,60 kWh	0,00%
Mancanza	248,43 kWh	248,41 kWh	-0,01%
Surplus	206,97 kWh	209,90 kWh	+1,40%
Energia prodotta FV (AC)	302,13 kWh	305,09 kWh	+0,97%
Energia prodotta FV (DC)	310,60 kWh	313,59 kWh	+0,97%
Carica	186,26 kWh	188,20 kWh	+1,04%
Scarica	171,55 kWh	173,29 kWh	+1,02%
Spreco	20,70 kWh	21,70 kWh	+4,81%
Gruppo elettrogeno	76,88 kWh	75,12 kWh	-2,30%
Autoconsumo	266,72 kWh	268,48 kWh	+0,66%
% tempo con SoC=0,2	23,89%	23,09%	-0,81%

Tabella 7-1 Principali dati ottenuti per il mese di dicembre, senza vento e con vento; 3 kW di FV e 20 kWh di capacità di accumulo.

Avendo complessivamente una produzione maggiore dal fotovoltaico, influenzata da una temperatura di cella minore, la mancanza, ovvero la differenza tra la richiesta e la produzione del campo fotovoltaico, sarà minore. Il gruppo elettrogeno lavorerà meno, avendo una carica delle batterie maggiore; tuttavia, l'energia sprecata aumenta rispetto al caso in assenza di vento, in quanto, mantenendo invariata la capacità delle batterie, non si riesce a immagazzinare tutto il surplus prodotto.

La produzione del fotovoltaico può essere suddivisa in tre contributi: l'energia che viene immediatamente utilizzata dal carico, ovvero la richiesta al netto della scarica degli accumulatori e della generazione del gruppo elettrogeno; l'energia che viene immagazzinata con la carica delle batterie e l'energia che risulta sprecata, in quanto non immediatamente utilizzata per alimentare i carichi né per le batterie. Il grafico a torta in figura 7-9 riporta le percentuali di queste quote, relative al mese di dicembre.



Figura 7-9 Utilizzo dell'energia fotovoltaica generata nel mese di dicembre (assenza di vento); SoC=1 a inizio mese; 3 kW di FV e 20 kWh di capacità di accumulo.

Aumentando la potenza di fotovoltaico installata e mantenendo invariata la capacità della batteria, ci si aspetta che la percentuale di energia sprecata aumenti. La scarica aumenta poiché, avendo immagazzinato più energia nelle batterie, questa diventa disponibile per la scarica; in contemporanea, diminuisce l'energia richiesta al gruppo elettrogeno. Tuttavia, a un aumento di potenza del fotovoltaico deve corrispondere un aumento di capacità degli accumulatori, in modo da limitare l'energia sprecata.

Al fine di trovare la migliore configurazione in termini di taglia del campo fotovoltaico e degli accumulatori, può essere utile procedere con un'analisi parametrica: mantenendo costante la potenza di fotovoltaico installata, si può far variare la capacità delle batterie, in modo da valutare come diminuisce l'energia richiesta dal gruppo elettrogeno e quale capacità assicura il 100% di autoconsumo. Come è facile pensare, all'aumentare della capacità della batteria diminuirà la richiesta del gruppo elettrogeno.



Figura 7-10 Energia richiesta al gruppo elettrogeno in funzione della capacità delle batterie, con diverse taglie di fotovoltaico, nel mese di dicembre, in assenza di vento.

Come si vede in figura 7-10, tracciato con i valori di irradianza del mese di dicembre, considerando una taglia di fotovoltaico di 3 kW la richiesta del gruppo elettrogeno è presente anche con elevata capacità delle batterie. Aumentando la potenza del campo fotovoltaico installato, la capacità degli accumulatori per avere totale autoconsumo diminuisce, in quanto l'elevata produzione istantanea di fotovoltaico durante le ore diurne fa sì che i carichi siano direttamente alimentati da quest'ultimo, senza necessità delle batterie, che manterranno pertanto un elevato livello di carica fino a sera, quando gli assorbimenti dei carichi cominceranno ad essere soddisfatti dagli accumulatori.

In figura 7-11 viene riportato l'autoconsumo in funzione della capacità degli accumulatori installata; come si può vedere, riporta le stesse informazioni del grafico in figura 7-10.



Figura 7-11 Autoconsumo in funzione della capacità della batteria, nel mese di dicembre, in assenza di vento.

In tabella 7-2 vengono riportate diverse taglie di fotovoltaico con la relativa capacità di accumulo installata in grado di garantire totale autoconsumo nel mese di dicembre.

Potenza FV (kW)	Capacità per autoconsumo 100% (kWh)	Scarica (kWh)
3	120	248,43
4	60	244,43
5	45	241,64
6	40	239,67
7	40	238,04
8	35	236,66
9	35	235,51
10	30	234,43

Tabella 7-2 Capacità per raggiungere il totale autoconsumo per diverse taglie di fotovoltaico.

Sempre in tabella 7-2 viene riportata anche l'energia in scarica dagli accumulatori. Come si vede, diminuisce all'aumentare della taglia del parco fotovoltaico: ciò accade perché con basse potenze installate, anche durante il giorno sarà necessario prelevare energia dalle batterie per l'alimentazione dei carichi. Aumentando di molto la potenza del

fotovoltaico, invece, durante il giorno i carichi saranno alimentati completamente dalla produzione istantanea del fotovoltaico, mentre solo nelle ore notturne sarà necessario prelevare dalle batterie. Idealmente, se le batterie dovessero alimentare i carichi solo nelle ore notturne, dovrebbero essere dimensionate per l'energia totale assorbita dai carichi in queste ore.

Si può infatti vedere che pur aumentando di molto la taglia del campo fotovoltaico (ad esempio a valori di 50 kW), tenendo una capacità delle batterie a 1 kWh, non si avrebbe autoconsumo, in quanto nelle ore notturne una simile capacità non è sufficiente per garantire con continuità (fino alle ore 9) l'alimentazione dei carichi. In presenza di un carico che non superi mai 700 W di assorbimento nelle ore notturne, considerando di avere SoC=1 al termine delle ore di luce, per garantire l'alimentazione dei carichi per 17 ore di buio sarebbe teoricamente sufficiente una batteria da 12 kWh.

Un significativo aumento della potenza fotovoltaica installata non abbinata a una sufficiente capacità di accumulo porta inoltre ad avere in estate grandi sprechi di energia prodotta dal fotovoltaico.

L'idea iniziale potrebbe essere quella di dimensionare l'impianto in modo tale da minimizzare la richiesta del gruppo elettrogeno nel mese più sfavorevole, ovvero dicembre. Procedendo in questo modo, mantenendo il carico costante durante tutto l'anno, difficilmente sarà necessario l'intervento del gruppo elettrogeno durante gli altri mesi, avendo in generale più ore di luce, più irradianza e quindi una maggiore produzione da fotovoltaico. In questo modo viene assicurata l'alimentazione da fotovoltaico e batterie nel mese peggiore, ma con l'ipotesi di carico costante si avranno grandi sprechi negli altri mesi dell'anno. In realtà questa ipotesi non è propriamente realistica, in quanto vi saranno sicuramente giorni dell'anno (probabilmente nel periodo estivo) caratterizzati da assorbimenti maggiori; conseguentemente, il surplus di energia sarà utilizzato dai carichi, o quantomeno immagazzinato.

Partendo dal presupposto di voler raggiungere il totale autoconsumo nel mese di dicembre, si procede per tentativi cambiando la taglia della batteria e del campo fotovoltaico, fino ad arrivare ad un dimensionamento ragionevole, cercando comunque di minimizzare lo spreco di energia.

L'autonomia totale nel mese di dicembre può essere raggiunta installando 5 kW di potenza di fotovoltaico e una capacità di 42 kWh con gli accumulatori, ottenuta diminuendo da 45 kWh la capacità e valutando l'energia richiesta al gruppo elettrogeno. La scelta di questa taglia piuttosto che di una maggiore è dovuta a diverse ragioni: in primis, si cerca di limitare la potenza installata di fotovoltaico, al fine di minimizzare lo spazio occupato dai moduli,

99

essendo obbligati a posizionarli sul terreno; al contempo, si cerca di mantenere bassa la capacità di accumulo necessaria, in modo da non far aumentare troppo i costi di installazione e sostituzione delle batterie (da eseguire ogni 10 anni di utilizzo). I risultati che si ottengono con questo dimensionamento sono riportati in tabella 12-3.

	E_FV (AC) (kWh)	E_carica (kWh)	E_scarica (kWh)	E_spreco (kWh)	% spreco	E_GE (kWh)
Gen	523,6	240,1	227,3	167,1	32%	0,0
Feb	720,3	208,0	178,9	392,5	54%	0,0
Mar	1000,3	194,1	173,8	650,8	65%	0,0
Apr	739,9	180,2	162,5	400,3	54%	0,0
Mag	680,4	173,7	155,9	332,8	49%	0,0
Giu	637,0	159,2	143,1	301,7	47%	0,0
Lug	740,8	165,7	149,2	393,1	53%	0,0
Ago	713,6	181,1	165,0	365,7	51%	0,0
Set	655,2	182,1	170,7	322,1	49%	0,0
Ott	622,6	220,9	193,9	266,3	43%	0,0
Nov	586,2	223,9	200,4	242,9	41%	0,0
Dic	503,6	253,0	226,6	146,0	29%	0,0
Tot	8123,4	2381,9	2147,1	3981,2	49%	0,0

Tabella 7-3 Energie scambiate con 5 kW di fotovoltaico e 42 kWh di capacità delle batterie; E_FV=energia prodotta dal FV, E_carica/E_scarica=energia destinata alla carica/scarica della batteria, E_spreco=energia sprecata, E_GE=energia richiesta al gruppo elettrogeno.

Come si può vedere, avendo dimensionato per il mese di dicembre (mese più sfavorevole per l'irraggiamento), anche negli altri mesi dell'anno non è richiesta energia dal gruppo elettrogeno, come mostrato anche in figura 7-13. Gli sprechi sono molto maggiori nei mesi primaverili ed estivi; tuttavia, non è possibile limitarli in quanto anche aumentando la capacità della batteria non sarebbe possibile immagazzinarla a causa degli assorbimenti troppo bassi, non in grado di scaricare sufficientemente gli accumulatori (figura 7-12). Complessivamente, circa il 50% della produzione del fotovoltaico risulta essere un surplus. Una soluzione potrebbe essere quella di diminuire la potenza del fotovoltaico e la capacità di accumulo, minimizzando gli sprechi, penalizzando però i mesi invernali, in cui sarebbe conseguentemente richiesto il gruppo elettrogeno.



Figura 7-12 Percentuale di energia sprecata in funzione della capacità installata, con 5 kW di FV.

La soluzione con 5 kW di potenza del campo fotovoltaico e 42 kWh di capacità degli accumulatori appare sensata anche ipotizzando la presenza di un inverter trifase, col quale sarebbe possibile anche l'alimentazione dei carichi trifase. In questo caso, il surplus di potenza generato potrebbe alimentare in parte i carichi trifase collegati.



Figura 7-13 Energie scambiate in un anno con 5 kW di fotovoltaico e 42 kWh di capacità di accumulo.

Una potenza di 5 kW e una capacità di 42 kWh garantiscono inoltre tre giorni di autonomia del sistema, in totale assenza di produzione.

Per verificare la correttezza del modello, è possibile valutare la taglia del generatore fotovoltaico e delle batterie anche mediante due semplici formule, (7.13) e (7.14), che rappresentano di fatto bilanci energetici. Per il dimensionamento del sistema fotovoltaico, si può utilizzare la (9.13).

$$P_{PV} = \frac{E_g}{PR \cdot h_{eq}} \tag{7.13}$$

Dove:

- E_g è l'energia media giornaliera assorbita dai carichi nel mese di dicembre;
- PR è il Performance Ratio;
- h_{eq} sono le ore equivalenti nel mese di dicembre (per il calcolo, vedere formula (3.4)).

Il *PR* viene preso pari a 0,65, come indicato in [24]. Il risultato che si ottiene utilizzando la (7.13) è 4,76 kW.

Per quanto riguarda il dimensionamento delle batterie, si utilizza la (7.14).

$$C_{acc} = \frac{E_g \cdot n_a}{DoD} \tag{7.14}$$

Dove:

- E_q è l'energia media giornaliera assorbita dai carichi nel mese di dicembre;
- n_a è il numero di giorni di autonomia del sistema;
- *DoD* è la profondità di scarica massima.

In tabella 7-4, i dati utilizzati per il dimensionamento e i risultati ottenuti, per diversi giorni di autonomia del sistema.

Tabella 7-4 Dimensionamento del campo fotovoltaico e degli accumulatori, per diversi giorni di autonomia; E_media=energia media giornaliera, PR=Performance Ratio, H_medio=irraggiamento medio giornaliero, h_eq=ore equivalenti, DoD=Depth Of Discharge, Auto=giorni di autonomia, P_FV=potenza del FV, C_acc=capacità di accumulo.

E_media (kWh)	PR	H_medio (kWh/m2)	h_eq (h)	DoD	Auto (giorni)	P_FV (kW)	C_acc (kWh)	
11,08 0,65 3,58 3,5			2		27,71			
	0.65	2 5 9	2 5 0	0.0	3	4.70	41,56	
	0,05	3,38	3,30	3,50	3,56 0,6	4	4,70	55,42
					5		69,27	

Il grafico in figura 7-14 mostra l'andamento di SoC durante tre giorni in assenza totale di produzione. Come si vede facilmente, all'inizio la batteria viene ipotizzata completamente carica, e al termine dei tre giorni si arriva a SoC=0,2, ovvero SoC minimo.



Figura 7-14 Scarica della batteria da 42kWh in tre giorni in assenza totale di produzione.

La scelta di considerare tre giorni di autonomia deriva da due motivi principali: innanzitutto, occorre ricordare che il sistema è dotato di un gruppo elettrogeno, che può in ogni caso intervenire in assenza di produzione del fotovoltaico; inoltre, si è cercato di limitare la capacità degli accumulatori a causa dei costi ancora piuttosto elevati che caratterizzano le batterie agli ioni di litio.

In figura 7-15, figura 7-16, figura 7-17 e figura 7-18 si riportano gli andamenti nei diversi mesi dell'anno di: richiesta del carico, produzione del campo fotovoltaico e SoC degli accumulatori, con 5 kW di fotovoltaico e 42 kWh di accumulatori. Come si può vedere, si hanno bassi valori di SoC nei mesi autunnali e invernali, in particolare gennaio, ottobre, novembre e dicembre, caratterizzati infatti da scarsa produzione del generatore fotovoltaico.



Figura 7-15 Potenza prodotta dal FV e assorbita dai carichi e SoC, nei mesi di gennaio, febbraio e marzo, con 5 kW di FV e 42 kWh di capacità di accumulo.



Figura 7-16 Potenza prodotta dal FV e assorbita dai carichi e SoC, nei mesi di aprile, maggio e giugno, con 5 kW di FV e 42 kWh di capacità di accumulo.



Figura 7-17 Energia prodotta dal FV e assorbita dai carichi e SoC, nei mesi di luglio, agosto e settembre, con 5 kW di FV e 42 kWh di capacità di accumulo.



Figura 7-18 Potenza prodotta dal FV e assorbita dai carichi e SoC, nei mesi di ottobre, novembre e dicembre, con 5 kW di FV e 42 kWh di capacità di accumulo.

CAPITOLO 8 – LA PROGETTAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO ELETTRICO

Una volta determinata la taglia del generatore fotovoltaico e la capacità delle batterie necessarie per l'autonomia dei carichi monofase, si può procedere con il progetto del nuovo impianto.

In generale, esistono due tipologie di schemi di impianto per la produzione da fotovoltaico: si parla di *AC coupled* e *DC coupled* [26] [27].

Le due configurazioni si differenziano per il collegamento tra i componenti e in particolare riguardano il collegamento tra il campo fotovoltaico e il sistema di accumulo. Lo sviluppo della tecnologia degli inverter ibridi ha aperto le porte allo sviluppo dei sistemi *AC coupled*.

Il sistema *DC coupled* richiede solo un regolatore di carica per regolare il processo di carica dal campo fotovoltaico alle batterie, e un inverter per la conversione DC/AC per la potenza dalle batterie ai carichi (figura 8-1). Il campo fotovoltaico è collegato direttamente al convertitore DC/DC (MPPT e regolatore di carica) per la carica delle batterie. L'energia in DC viene poi convertita in AC da un altro inverter. Con ogni conversione AC/DC o DC/AC si verificano perdite; il vantaggio di questo sistema sta nella carica delle batterie, in quanto non si hanno conversioni dell'energia prodotta dai moduli. Uno svantaggio è dato dal fatto che in alcuni sistemi bassi valori di tensione portano ad alte correnti, richiedendo componenti più costosi. In più, l'alimentazione dei carichi AC durante il giorno ha minore efficienza a causa della conversione DC-DC-AC; sono inoltre difficilmente ampliabili. Per sistemi caratterizzati da piccole potenze in gioco è economicamente conveniente; tra gli svantaggi, occorre però dire che per potenze superiori a 3kW, che richiedono più stringhe in parallelo, la progettazione del sistema è più complessa, anche dal punto di vista delle protezioni.

Un altro aspetto riguarda la non compatibilità di alcuni sistemi di regolazione di carica con le moderne batterie agli ioni di litio.


Figura 8-1 Schema semplificato DC coupled.

I più moderni impianti fotovoltaici *off-grid* utilizzano il sistema *AC coupled*, mostrato in figura 8-2. Sia i moduli fotovoltaici che le batterie sono collegati a inverters; in particolare, sono necessari due inverters: uno si occupa della conversione DC/AC dell'energia proveniente dai moduli, l'altro per la conversione dell'energia proveniente dalle batterie (DC/AC) e in ingresso nelle batterie e proveniente dal gruppo elettrogeno (AC/DC). Nel caso in cui la batteria è caricata dai moduli fotovoltaici, questa configurazione porta a maggiori perdite, poiché la potenza deve essere convertita due volte. Si ha invece elevata efficienza nell'alimentazione diretta dei carichi dai moduli fotovoltaici. Il sistema può essere facilmente ampliato e viene anche ampiamente utilizzato per sistemi trifase.



Figura 8-2 Schema semplificato AC coupled.

Una combinazione delle due topologie è il sistema ibrido o *Combined-coupling*, che trae i vantaggi di entrambi i sistemi. Si tratta di un convenzionale sistema di distribuzione AC con un'estensione DC, che utilizza un convertitore bidirezionale (figura 8-3).



Figura 8-3 Schema semplificato del Combined coupling.

Per la progettazione dell'impianto in questione, si è scelta la configurazione *AC coupled*, per la semplicità di progettazione con potenze maggiori di 3 kW e per la possibilità di ampliare in futuro il sistema.

Occorre specificare che nella progettazione dell'impianto non è stato considerato il recupero totale o parziale dei componenti già installati presso la struttura. Il recupero dei moduli, ad esempio, può essere fatto, ottenendo tuttavia due stringhe di moduli da diversa potenza.

Come già detto, sono stati calcolati 5 kW di potenza di fotovoltaico. La scelta dei moduli ricade su un modello da 60 celle in silicio monocristallino dell'azienda *Jinko Solar*. In condizioni standard, un singolo pannello è in grado di produrre una potenza nominale di 320 W, con un'efficienza del 19,55%.

Per ottenere in uscita 5 kW di potenza saranno necessari almeno 16 moduli, installando una potenza complessiva di 5120 W, sufficienti a garantire autosufficienza nel mese di dicembre. Le principali caratteristiche del modulo sono riportate in tabella 8-1 [28].

Tabella 8-1 Caratteristiche del modulo JKM315M-60 della Jinko Solar.

Jinko Solar-Eagle PERC JKM320M-60							
Potenza	Tensione	Corrente	Tensione a	Corrente di	Efficienza		
nominale	massima	massima	vuoto in STC	corto circuito in	del modulo		
in STC (W)	potenza in	potenza in	(V)	STC (A)	in STC (%)		
	STC (V)	STC (A)					
320	33,4	9,59	40,9	10,15	19,55		

In figura 8-4 viene illustrato uno schema semplificato di come è stato pensato il nuovo impianto. Sono stati utilizzati componenti della *Schneider Electric*.



Figura 8-4 Schema semplificato di impianto.

L'energia prodotta in DC dal campo fotovoltaico verrà gestita da un inverter DC/AC.

L'uscita AC dell'inverter è collegata a un quadro di distribuzione, in modo tale da andare ad alimentare direttamente i carichi, senza passare dalle batterie, riducendo quindi le perdite. Il surplus di energia prodotto dal fotovoltaico viene gestito dal *Conext SW*. Questo dispositivo può convertire in DC la potenza in ingresso, che verrà poi utilizzata per la carica delle batterie. Consentito è anche il flusso di energia dalle batterie all'utenza, con una conversione DC/AC. Il *Conext SW* può gestire anche un *AGS*, ovvero un *Automatic Generator Start*, in grado di comandare un gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei carichi e la carica della batteria in assenza o insufficiente produzione del generatore fotovoltaico; il flusso di energia andrà pertanto dal gruppo elettrogeno al *Conext SW*, dove una quota alimenterà i carichi e la restante parte sarà convertito da AC a DC, per poi caricare le batterie.

Una volta scelti i moduli che compongono il campo fotovoltaico, è necessario procedere con la scelta dell'inverter.

La *Schneider Electric* propone il modello *PVSNVC4000 Conext RL*, inverter monofase al quale è possibile collegare due stringhe di moduli per una potenza complessiva di 8,4 kW (4,2 kW per ogni MPPT), che danno in uscita una potenza nominale in AC di 4kVA. In tabella 13-2 sono riportate le principali caratteristiche del dispositivo [29].

Schneider Electric PVSNVC4000 Conext RL			
Numero di fasi	1		
Potenza nominale output (kVA)	4		
Potenza FV (kW)	3,2 per MPPT; 4,2 per massima potenza in		
	output		
Corrente massima output (A)	18,2		
Tensione massima a circuito aperto (V)	≤550		
Intervallo di tensione DC (V)	90÷550		
Intervallo di tensione DC MPPT (V)	180÷500		
Corrente massima per MPPT (A)	12		

Tabella 8-2 PVSNVC4000 Conext RL.

Per ogni ingresso DC dell'inverter si decide di collegare due stringhe da 8 moduli *Jinko Solar-Eagle PERC JKM320M-60,* per una potenza di 2,56 kW per ogni ingresso e una potenza complessiva di 5,12 kW.

La tensione su ogni stringa in condizioni di STC è di 267,2 V. Per valutare la tensione della stringa a vuoto si considera la temperatura limite di -20 °C (mai raggiunta peraltro nel modello con i dati di *SoDa*). La tensione a vuoto a questa temperatura, ottenuta considerando anche il coefficiente di temperatura della tensione a vuoto (pari a -0,28 %/°C

per il modello di modulo fotovoltaico scelto), è pari a 46,05 V per ogni modulo. La stringa in condizioni di circuito aperto vedrà una tensione di 368,43 V, inferiore al limite di 550 V dell'inverter. Il limite sulla corrente di corto circuito è rispettato, così come quello di corrente nel punto di massima potenza.

Per il nuovo impianto sono state scelte batterie agli ioni di litio, supportate dai regolatori di carica scelti. Si è optato per il modello *Pylontech US3000*; in tabella 8-3 sono mostrati alcuni valori di interesse [32].

Pylontech US3000	
Tensione nominale (V)	48
Capacità nominale (Wh)	3552
Capacità utile (Wh)	3200
Tensione di scarica (V)	45÷53,5
Tensione di carica (V)	52,5÷53,5
	37 (raccomandata)
Corrente di carica/scarica (A)	74 (massima)
	100 (picco@15s)

Tabella 8-3 Caratteristiche Pylontech US3000.

Per raggiungere la capacità necessaria a garantire l'autosufficienza per 3 giorni, vengono installate 14 moduli *Pylontech US3000*, per una capacità complessiva di 44,8 kWh (considerando la capacità utile del singolo modulo pari a 3,2 kWh). I moduli vengono collegate tra loro in parallelo in modo tale da avere in uscita la tensione di 48 V; i banchi batteria sono poi collegati ai regolatori di carica in serie.

La scelta di batterie al litio rende necessario un buon isolamento della struttura dove verranno installate, onde evitare temperature di funzionamento troppo basse nel periodo autunnale e invernale.

L'inverter deve essere scelto in modo tale da essere in grado di gestire la massima potenza richiesta dai carichi. La funzione di inverter viene svolta dal *Conext SW 4048 230* della *Schneider Electric*. Si tratta di un inverter ibrido in grado di generare un'onda sinusoidale pura, con funzione di carica di batterie agli ioni di litio e, come già detto, con la possibilità di gestire un AGS. La tabella 8-4 mostra alcune informazioni dell'apparecchio [29].

Schneider Electric Conext SW 4048 230			
Potenza di uscita continua (W)	3800		
Corrente di picco (A)	42		
Tensione di uscita AC (V)	230		
Tensione di uscita DC nominale (V)	48		
Intervallo di tensione in ingresso DC (V)	40÷68		
Corrente di uscita DC (A)	45		
Connessione AC	monofase		

Tabella 8-4 Caratteristiche Schneider Electric Conext SW 4048 230.

Per fare in modo che il *Conext SW 4048 230* possa richiedere l'intervento del gruppo elettrogeno è necessario dotare l'impianto di un componente aggiuntivo: il *Conext AGS (Solar Power System Automatic Generator Start)*. Questo componente può automaticamente attivare o spegnere un gruppo elettrogeno, in base alle diverse richieste dell'impianto. È in grado di monitorare diversi parametri, programmabili dall'utente, come tensione delle batterie e stato di carica. Viene collegato all'impianto mediante una rete *Xanbus*TM (protocollo di rete) e condivide informazioni sullo status degli altri componenti connessi alla medesima rete.

Inoltre, per semplificare la programmazione dei componenti collegati mediante rete $Xanbus^{TM}$ e il monitoraggio in tempo reale delle principali grandezze è possibile installare il *Conext SCP* (*Solar System Control Panel*).

Dimensionando l'impianto per i soli carichi monofase, non è necessario mantenere un gruppo elettrogeno di potenza troppo elevata; si sceglie pertanto di installare un gruppo elettrogeno monofase da 6,7 kW, *MOSA GE 8 YSXC,* con motore da 1500 giri/min [7].

POTENZE NOMINALI D'USCITA				
* Potenza monofase Stand-By	8 kVA (7.2 kW) / 230V / 34.8 A			
* Potenza monofase PRP	7.5 kVA (6.7 kW) / 230 V / 32.6 A			
* Potenza monofase COP	/			
Frequenza	50 Hz			
Cos φ	0.9			

* Potenze dichiarate in accordo a ISO 8528-1

Figura 8-5 Potenze nominali di uscita del gruppo elettrogeno MOSA GE 8 YSXC.

La scelta di un gruppo elettrogeno da 1500 giri/min permette di limitare il più possibile le emissioni sonore (potenza acustica misurata: 62 dB(A) @ 7 m), fattore significativo per quanto riguarda l'applicazione. L'alternatore è sincrono e il raffreddamento ad acqua, si rende pertanto necessario l'utilizzo di una soluzione antigelo per evitare che l'acqua congeli a basse temperature. La potenza del gruppo elettrogeno è stata scelta in modo tale da garantire l'alimentazione dei carichi, anche in presenza di spunto di apparecchi collegati, e la carica delle batterie.



Figura 8-6 Schema di impianto.

In figura 8-6 viene illustrato lo schema di impianto con i componenti utilizzati. Sono stati aggiunti dei fusibili, sui cavi positivo e negativo delle batterie e sul collegamento tra moduli e inverter, nonché un diodo di blocco per ogni stringa. In più, sono stati installati due quadri elettrici, uno per la gestione del gruppo elettrogeno e uno per la distribuzione dell'energia ai carichi.

CAPITOLO 9 – ALCUNE CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

A questo punto dell'analisi, una volta definite le potenze e i componenti che andranno a comporre l'impianto, è utile procedere con una seppur approssimativa stima economica.

Per fare ciò, si può utilizzare il *Valore Attuale Netto* o *VAN*. Questa metodologia è comunemente utilizzata per valutare la validità di un investimento che si vuole effettuare, tramite l'analisi dei flussi di cassa, ovvero il denaro in entrata e in uscita anno per anno, attualizzati considerando un tasso di rendimento sulla base dell'opportunità del capitale finanziario. Una volta calcolato il VAN, se questo valore è maggiore di zero il rendimento futuro è maggiore del costo opportunità del capitale investito; se minore di zero, l'investimento non sarà conveniente, in quanto il rendimento futuro è inferiore al costo opportunità del capitale investito futuro à un buon investimento [2].

Il VAN sarà influenzato principalmente dal costo di installazione dei componenti; questo, a sua volta, è influenzato dalla potenza installata, in quanto maggiore è la potenza installata e minore è il costo specifico (€/kW). Altro parametro importante è il ritorno di cassa: nel caso di impianti collegati alla rete elettrica, il ritorno di cassa tiene conto delle tariffe incentivanti; nel nostro caso, il ritorno di cassa sarà dato solo dal denaro risparmiato per la produzione di energia da fotovoltaico invece che con il gruppo elettrogeno. Ai flussi di cassa negativi saranno da aggiungere i costi di manutenzione e gestione dell'impianto annui. Il tasso di interesse, che sarà poi imposto pari al 3%, rappresenta l'interesse garantito da un conto deposito, un titolo di stato o uno strumento finanziario di rischiosità simile.

Solitamente, per l'analisi si utilizza come arco di tempo la vita utile dell'impianto. Nel nostro caso, si potrebbe considerare un periodo di 25 anni: dopo questo lasso di tempo, infatti, l'efficienza dei moduli è ridotta a circa l'80% delle prestazioni iniziali.

II VAN viene calcolato anno per anno, con la formula (9.1)

$$VAN = -C_I + \sum_{n=1}^{25} \frac{C_{f,n}}{(1+i)^n}$$
(9.1)

Dove:

- C_I è il costo di investimento iniziale;

- $C_{f,n}$ è il flusso di cassa positivo, ovvero in entrata, all'anno *n*-esimo, pari al risparmio dato dall'utilizzo dell'impianto fotovoltaico e dal mancato (o ridotto) acquisto di combustibile;
- *i* è il tasso di interesse;
- $\frac{1}{(1+i)^n}$ è il fattore di attualizzazione.

Il costo derivante dalla sostituzione delle batterie ogni 10 anni è da considerare al decimo anno di vita dell'impianto come ulteriore costo.

Tra i costi di manutenzione annui, sono da considerare: costo per la pulizia dei moduli, controllo delle strutture di sostegno, controllo dell'inverter, cavi, quadri etc. I costi di manutenzione, cosiddetti *O&M*, sono stati assunti pari al 2% del costo di investimento iniziale.

Innanzitutto, occorre specificare che in questa prima fase non viene valutato un eventuale recupero dei moduli e dei componenti già presenti nell'impianto. Il costo di investimento per l'acquisto dei moduli che comporranno il campo fotovoltaico è stato stimato pari a 1300 \in /kW. Se si valuta anche il costo dell'inverter, si possono considerare circa 500 \in /kW aggiuntivi. Avendo installato 5,12 kW, il costo complessivo per i moduli ammonta a 6656 \in , il costo con l'inverter è pari a 9216 \in . Questa quota si riduce se si ipotizza un recupero dei moduli già installati presso la struttura; si tratta di 9 moduli monocristallini da 270 W di potenza, che, come stimato nel paragrafo 5.3.2, producono oggi circa 260 W, per una potenza complessiva di 2,34 kW. Risultano inoltre compatibili con l'inverter per quanto riguarda tensione e corrente alla massima potenza, tensione di circuito aperto e corrente di corto circuito. Il risparmio derivante dal mancato acquisto dei moduli, dato dal recupero di quelli già installati, ammonta a circa 3160 \in .

Per quanto riguarda il sistema di accumulo, si procede con la sostituzione dell'intero pacco batterie attualmente presente, in quanto è stata scelta la tecnologia agli ioni di litio. Il costo al kWh di capacità utile stimato ammonta a 300 €/kWh. A fronte di una capacità utile di 44,8 kWh, la spesa sarà di 13440 €.

L'inverter ibrido ha un prezzo che oscilla tra i 2500 € e i 1500 €; viene assunto pari a 2000 €, costo al quale viene aggiunto il prezzo medio di AGS (controllo gruppo elettrogeno) e SCP (pannello di controllo del sistema), per un totale di 2400 €.

A fronte di queste ipotesi, il costo di investimento iniziale, non considerando i costi di progettazione e cablaggio, ammonta a 27736 \in . Il costo annuo di *O&M* ammonta al 2% dell'investimento iniziale, cioè 554,72 \in . Come già detto, il tasso di interesse viene fissato pari al 3%.

Il gasolio utilizzato per l'alimentazione del gruppo elettrogeno non è soggetto a defiscalizzazione. Per determinare il prezzo del gasolio, sono stati presi i prezzi medi annui del gasolio nel periodo 1996-2018 dal sito del Ministero dello sviluppo economico; per il 2019 è stata fatta la media del prezzo con i prezzi medi mensili da gennaio a novembre.



Figura 9-1 Andamento del prezzo del gasolio dal 1996 al 2019.

In figura 9-1 è riportato l'andamento del prezzo del gasolio con la relativa linea di tendenza. L'equazione della linea di tendenza è la (9.2) ed esprime indicativamente l'andamento del prezzo del gasolio.

$$c = 0.04 \cdot n - 79.175 \tag{9.2}$$

Dove:

- n è l'anno di riferimento.

Mediante l'equazione (9.2) si risale a una potenziale stima del prezzo al litro del gasolio per i prossimi 25 anni. La stima non può essere ritenuta completamente realistica, in quanto non tiene conto di eventuali variazioni di IVA o di cali del prezzo del gasolio.

Il risparmio annuo sarà dato dal mancato acquisto del combustibile, derivante dal fatto che l'energia necessaria per l'alimentazione dei carichi viene totalmente prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Per la valutazione del VAN vengono fatte alcune ipotesi semplificative. Innanzitutto, viene fatta l'ipotesi di carico costante sui 25 anni; inoltre, viene ipotizzato costante il tasso di interesse e il rendimento del gruppo elettrogeno. Il potere calorifico del gasolio viene

inoltre preso pari a 35552 kJ/kg, costante. Un'altra semplificazione adottata deriva dal fatto che si sta ipotizzando che il gruppo elettrogeno non intervenga mai in 25 anni, non considerando quindi fermi dell'impianto fotovoltaico né assenza di produzione per più di 3 giorni (il numero di giorni di autonomia scelti per il dimensionamento della batteria). Il calcolo effettuato non tiene inoltre conto di un eventuale calo dei costi delle batterie al litio, ancora piuttosto elevati oggi.

L'energia annua richiesta dai carichi ammonta a 3907,3kWh. Per il calcolo dei litri di gasolio non acquistati viene considerato un rendimento medio del 25%. Considerando i costi di *O&M*, il costo iniziale di investimento e il costo di sostituzione delle batterie ogni 10 anni, si trova che il VAN si annulla poco prima del venticinquesimo anno (figura 9-2).



Figura 9-1 Andamento del VAN su un arco temporale di 25 anni.

Trattandosi di un'azienda, è possibile usufruire del *super ammortamento* (*Decreto Crescita*, 2019), ovvero una detrazione fiscale del 130% dell'investimento iniziale, recuperato in 5 anni; pertanto, annualmente verranno detratti 7211,36 €, per un totale di 36056,8 €. Considerando tale detrazione come flusso di cassa positivo, il VAN si riduce notevolmente.



Figura 9-2 Andamento del VAN considerando il super ammortamento al 130%.

Il VAN si annulla dopo circa 4 anni (figura 9-3). La pendenza della retta è maggiore nei primi 5 anni, in quanto si ha un flusso di cassa positivo ingente, dovuto al super ammortamento. La diminuzione del VAN, che si verifica ogni 10 anni, è data dall'acquisto di nuove batterie. Per quanto riguarda questa voce di spesa, si è scelto di non applicare la detrazione del 130% in quanto non necessariamente ancora presente tra 10 anni.

Il diagramma in figura 9-3 mostra i flussi di cassa nei 25 anni di analisi. Il flusso di cassa all'anno 0 rappresenta il costo iniziale di investimento. I flussi di cassa rappresentati in figura 9-3 tengono inoltre conto del tasso di interesse costante.

L'investimento, come si può vedere, risulta molto interessante in presenza di una misura di detrazione fiscale.



Figura 9-3 Diagramma con i flussi di cassa in presenza di super ammortamento.

Il recupero dei moduli fotovoltaici già presenti presso la struttura riduce il costo di investimento iniziale; il VAN in questo modo si annulla già al 17esimo anno di vita dell'impianto, per poi tornare negativo al ventesimo anno, a causa dell'investimento per la sostituzione delle batterie. Un'eventuale diminuzione del costo delle batterie agli ioni di litio ridurrebbe i tempi di ritorno dell'investimento.

Occorre tuttavia ricordare che con l'ipotesi fatta sul prezzo del gasolio il VAN potrebbe annullarsi in tempi maggiori.

L'investimento com'è stato presentato può essere ritenuto ragionevole in assenza di carichi trifase; tuttavia, con i carichi attuali si potrebbe valutare una configurazione in cui i carichi trifase vengono alimentati dal gruppo elettrogeno (come viene attualmente fatto), ma rendendo l'accensione di quest'ultimo automatica.

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di tesi è stato analizzato un sistema di alimentazione di carichi monofase già presente presso una struttura ricettiva. La campagna di misure degli assorbimenti dei carichi monofase ha permesso di ottenere profili di carico per una intera settimana. Una volta descritta la situazione impiantistica attuale, si è proceduto con una ridefinizione delle caratteristiche dell'impianto fotovoltaico, come l'inclinazione dei moduli. In particolare, il nuovo valore di inclinazione è stato calcolato cercando di massimizzare la quota di energia incidente sui moduli nel mese caratterizzato da valori medi di irraggiamento minimi, ovvero il mese di dicembre. L'inclinazione ottenuta massimizza l'energia incidente nel mese più sfavorevole, ma allo stesso tempo decreta una diminuzione di produzione nei mesi estivi. Questa scelta può essere ritenuta sensata, considerando che la struttura è aperta fino a dicembre, e pertanto occorrerà garantire l'alimentazione dei carichi anche in questo mese; inoltre, anche aumentando l'inclinazione dei moduli per avere una maggiore produzione nel mese di dicembre, la produzione è comunque sufficiente anche nei mesi estivi. Si è proseguito quindi con la definizione dei modelli dei moduli fotovoltaici e del sistema di accumulo. Anche in questa fase sono state fatte alcune semplificazioni: anzitutto, è stato utilizzato lo stesso profilo di carico per tutto l'anno, non tenendo quindi conto di eventuali aumenti o diminuzioni di assorbimento dei carichi. Tale ipotesi si può ritenere cautelativa nei mesi autunnali e invernali, guando presumibilmente la struttura sarà meno frequentata, ma approssimativa per i mesi estivi, quando ci potranno essere giornate caratterizzate da assorbimenti maggiori. Tuttavia, è stato verificato che, per come è dimensionato l'impianto, anche qualora ci sia un aumento del 20% sull'assorbimento dei carichi nei mesi di giugno, luglio e agosto, non risulta comunque necessario l'intervento del gruppo elettrogeno, anche grazie all'irraggiamento significativo comunque presente. Ciononostante, avendo utilizzato dati di irradianza e temperatura medi, non si esclude che possa verificarsi un periodo caratterizzato da minima produzione per più di 3 giorni o in concomitanza di un SoC basso, richiedendo l'intervento del gruppo elettrogeno.

Il nuovo progetto tende a minimizzare la richiesta di intervento da parte del proprietario: il gruppo elettrogeno sarà chiamato a intervenire direttamente dal sistema, qualora ce ne sia bisogno. In più, in presenza di un aumento degli assorbimenti da parte dei carichi della struttura, è possibile ampliare la potenza di fotovoltaico installata, collegando più inverter in parallelo. Essendo l'impianto dimensionato per garantire fino a tre giorni di autonomia, il gruppo elettrogeno interverrà un minor numero di ore, comportando una riduzione delle emissioni atmosferiche e minori emissioni sonore.

122

La configurazione comprende 5,12 kW di moduli fotovoltaici, ottenuti mediante due stringhe da 8 moduli, un inverter DC/AC, un inverter/regolatore di carica, un sistema per l'accensione automatica del gruppo elettrogeno, 44,8 kWh di accumulo agli ioni di litio e un gruppo elettrogeno diesel da 6,7 kW. Come si è visto nell'analisi economica, anche un'elevata penetrazione del fotovoltaico nel sistema è risultata ragionevole, ancora di più se si considerano misure di detrazione fiscale.

Occorre tuttavia fare una riflessione, derivante dall'effettiva situazione del rifugio agrituristico. Attualmente al rifugio sono presenti anche alcuni carichi trifase, alimentati completamente dal gruppo elettrogeno; l'accensione del gruppo è resa necessaria proprio a causa di questi assorbimenti. Potrebbe essere quindi ragionevole valutare una situazione in cui sia possibile alimentare anche i carichi trifase mediante il fotovoltaico, ad esempio con l'installazione di un inverter trifase, comportando sicuramente costi di investimento maggiori. L'eliminazione dei carichi trifase, sostituiti da apparecchi monofase, e il collegamento di questi all'impianto elettrico implicherebbe senza dubbio la necessità di ampliare il campo fotovoltaico e la capacità di accumulo o, in alternativa, valutare una minore penetrazione del fotovoltaico. L'impossibilità di valutare queste alternative e opzioni è derivata dalla mancanza di dati relativi agli assorbimenti dei carichi trifase.

BIBLIOGRAFIA

[1] Appunti del prof. G. V. Fracastoro – corso "Energetica e Fonti Rinnovabili", 2016

[2] Scaglia Fabio, "Studio di fattibilità di un sistema con fotovoltaico, eolico e accumulo, integrato da gruppo elettrogeno, per stazione radio", tesi di laurea magistrale, 2017

[3] M. Schiavello, L. Palmisano, "Fondamenti di chimica", pagg. 33-151-152, III edizione, EdiSES

[4] https://it.wikipedia.org/wiki/Elettronvolt

[5] https://www.voltimum.it/articolo/notizie-tecnico-normative/qualita- armoniche?page=1

[6] https://www.soda-pro.com/web-services/typical-years/normal-year-global-radiation-temperature

[7] https://www.mosa.it

[8] https://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra

[9] https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/energy-of-photon

[10] Manuale d'uso HT® SOLAR300-SOLAR300N, pagg.157-166, 2015

[11] https://meteotest.ch/en/

[12] https://it.wikipedia.org/wiki/Banda_proibita

[13] Appunti del prof. F. Spertino – corso "Power generation from renewable sources", 2018

[14] Appunti del prof. F. Spertino, "Photovoltaic power systems – short handbook", 2016

[15] Martino Domenico, "Analisi sperimentale e simulazione di un sistema fotovoltaico stand-alone per applicazioni a differenti latitudini", tesi di laurea magistrale, 2016

[16] A. Abete, "Misure elettriche ed elettroniche", vol. 1, capitolo 13, paragrafo 1.4.1, Politecnico di Torino, C.E.L.I.D.

[17] https://www.online-ups.it/vita-delle-batterie/

[18] Appunti del prof. A. Cavagnino, "Macchine elettriche", A. A. 2005/2006

[19] https://www.consulente-energia.com

[20] https://it.wikipedia.org/wiki/Impianto_fotovoltaico

[21] https://it.wikipedia.org/wiki/MOSFET

[22] https://it.wikipedia.org/wiki/Transistor_bipolare_a_gate_isolato

[23] https://en.wikipedia.org/wiki/Pulse-width_modulation

[24] A. Ciocia, "Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind Turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector Users", tesi di dottorato, 2017

[25] Nuri Gökmen, Weihao Hu, Peng Hou, Zhe Chen, Dezso Sera, Sergiu Spataru, "Investigation of wind speed cooling effect on PV panels in windy locations", Renewable Energy, volume 90, 2016, pagg. 283-290

[26] Gabriel Veilleux, Tanai Potisat, Daniel Pezim, Christian Ribback, Jarmo Ling, Adam Krysztofiński, Afaq Ahmed, Jessica Papenheim, Astrid Mon Pineda, Siva Sembian, Sasinipha Chucherd, "Techno-economic analysis of microgrid projects for rural electrification: A systematic approach to the redesign of Koh Jik off-grid case study", Energy for Sustainable Development, Volume 54, 2020, pagg. 6-7

[27] https://theenergymasters.org/2018/11/22/the-battle-of-solar-storage-coupling-ac-vs-dc-coupling/

[28] https://www.jinkosolar.com/ftp/Eagle%20JKM300-320M-60-A1-US.pdf

[29] https://solar.schneider-electric.com/

[30] Shuai Ma, Modi Jiang, Peng Tao, Chengyi Song, Jianbo Wu, Jun Wang, Tao Deng, Wen Shang, "Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review", Progress in Natural Science: Materials International,Volume 28, Issue 6, 2018, pagg. 653-666

[31] A. Kalair, N. Abas, A.R. Kalair, Z. Saleem, N. Khan, "Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 78, 2017, pagg. 1152-1187

[32] https://www.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=121&cid=23