

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Elettrica



**Politecnico
di Torino**

Tesi

Analisi delle perdite di energia negli impianti fotovoltaici

Relatore
Maurizio Repetto

Candidato
Francesco Duni

Ottobre 2021

*"A mamma e papà,
che hanno sempre
creduto in me."*

Sommario

Negli ultimi anni il settore del fotovoltaico ha incrementato il proprio livello di efficienza, raggiungendo una posizione sufficientemente competitiva. Ultimamente l'obiettivo che si vuole raggiungere è quello di programmare in maniera corretta la manutenzione e analizzare al meglio i guasti possibili, in modo tale da ridurre il numero di essi in un futuro, e puntando quindi ad un notevole risparmio economico. Oggigiorno uno dei principali elementi che contribuisce all'aumento dell'inquinamento atmosferico è l'energia elettrica, in quanto mediante l'utilizzo di fonti fossili tradizionali l'essere umano non fa altro che inquinare l'aria, l'acqua e la terra. Grazie all'epoca in cui attualmente viviamo, ci è possibile produrre energia elettrica in una maniera tale da poter ridurre l'impatto sull'ambiente e soprattutto di tutelarlo, attraverso le fonti rinnovabili. Elementi quali il Sole, il vento e le biomasse hanno la caratteristica di essere disponibili in eterno, al contrario dei combustibili fossili. In ultimo grazie ai continui progressi tecnologici, possiamo affermare che l'affidabilità di infrastrutture ed impianti continua ad aumentare, permettendo alla produzione rinnovabile di essere sempre più sicura.

In questo elaborato verrà analizzato in primo luogo il settore del fotovoltaico, ovvero si procederà ad una descrizione del principio di funzionamento degli impianti fotovoltaici, della loro tipologia, dei principali componenti, dei metodi di installazione e delle diverse configurazioni. Successivamente viene analizzato l'impianto "Principi di Acaja" collocato sulla superficie della discarica di inerti di Fossano, in provincia di Cuneo, a causa della cui analisi viene esplicitata la Norma Italiana CEI IEC 60287-3-2. Dopo aver determinato il valore dell'energia annuale di tale impianto, sono state ricavate le perdite dei conduttori in corrente continua considerando esclusivamente la sotto-sezione dell'impianto dell'inverter A. In seguito attraverso l'analisi del coefficiente di sezione, si è valutato come le perdite dei conduttori in d.c. varino in funzione di esso. Inoltre impostando un prezzo unitario nazionale del MWh si è ricavato il corrispettivo economico, ovvero il valore unitario di tali perdite. Infine applicando la metodologia descritta all'interno della Norma, è stato ricavato il costo totale dei conduttori apportando variazioni contemporaneamente sia al coefficiente di sezione sia al prezzo unitario nazionale, e interpretando come esso varia a seguito delle modifiche di tali parametri.

Indice

1	Generalità	1
1.1	Conversione dell'energia elettrica	1
2	Cella Fotovoltaica	7
2.1	Principio di funzionamento	7
2.2	Pro e Contro del PV	8
2.3	Energia dal Sole	9
2.4	Richiami sui semiconduttori	11
2.5	Generatore fotovoltaico	15
2.6	Tipologia dei moduli fotovoltaici	20
2.6.1	Moduli in silicio cristallino	20
2.6.2	Moduli a film sottile	23
2.7	Tipologia degli impianti fotovoltaici	25
2.7.1	Impianti isolati (stand-alone)	25
2.7.2	Impianti collegati alla rete (grid-connected)	27
2.8	Circuito equivalente della cella PV	29
2.8.1	Caratteristica corrente-tensione del modulo PV	30
2.8.2	Dipendenza della caratteristica I-V da irradianza, temperatura e ombreggiamenti	32
2.9	Schema circuitale di connessione alla rete	35
2.10	Potenza nominale di picco	36
2.11	Produzione energetica annua attesa	38
2.12	Inclinazione ed orientamento dei moduli	40
2.13	Principio di funzionamento degli inverter	43
2.14	Principio di funzionamento del MPPT	47
2.15	Tensioni e correnti in un impianto PV	48
2.16	Calcolo convenzionale della producibilità	49
3	Metodi di installazione e configurazioni	51
3.1	Integrazione architettonica	51
3.2	Configurazione del campo solare	52

3.2.1	Impianto mono-inverter	52
3.2.2	Impianto con un inverter per ogni stringa	53
3.2.3	Impianto multi-inverter	54
3.3	Scelta ed interfacciamento inverter	56
3.4	Scelta dei cavi	59
3.4.1	Tipi di cavi	60
3.4.2	Sezione e portata	61
4	Norma Italiana CEI IEC 60287-3-2	63
4.1	Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi	63
4.1.1	Parte generale	63
4.1.2	Aspetti economici	65
4.1.3	Altri criteri	66
4.1.4	Impatto ambientale	67
4.2	Calcolo dei costi totali	67
4.3	Determinazione delle sezioni economiche dei conduttori	70
5	Applicazione della metodologia energetica ad un impianto fotovoltaico	75
5.1	Impianto "Principi di Acaja"	75
5.2	Caratteristiche elettriche dell'impianto	77
5.3	Scelta e criteri di dimensionamento dei componenti elettrici principali dell'impianto	78
5.3.1	Moduli fotovoltaici	79
5.4	Gruppo di conversione DC/AC	79
5.5	Quadri di misure	81
5.6	Quadri e cassette di parallelo stringa	81
5.7	Trasformatori di misura dell'energia	81
5.8	Calcolo della produzione fotovoltaica	82
5.9	Calcolo perdite lato DC	83
5.10	Equivalenza economica attualizzata delle perdite	90
5.11	Risultati ottenuti	95
	Conclusioni	100
	Bibliografia	101
	Ringraziamenti	102

Capitolo 1

Generalità

1.1 Conversione dell'energia elettrica

Nella moderna tecnologia, l'energia elettrica assume un rilevante ruolo di mediatore: malgrado che nella maggior parte dei casi l'energia si manifesti sotto forme differenti, sia come utilizzo che come disponibilità, ad esempio sotto forma di energia termica o meccanica, consegue vantaggioso il passaggio intermedio alla forma elettrica, in quanto l'energia elettrica è semplicemente controllabile e trasportabile con relativa efficienza, facilità ed affidabilità. Si utilizza l'energia elettrica in molteplici applicazioni in svariate forme, nonché in corrente continua, alternata monofase o trifase, alla frequenza di 50 *Hz* o 60 *Hz* ossia 400 *Hz*. Per transitare da una forma all'altra è fondamentale poter provvedere di un *sistema di conversione dell'energia elettrica*. Fino ai primi anni '60 la conversione dell'energia elettrica veniva prodotta pressoché esclusivamente tramite sistemi elettromeccanici, ossia sistemi che convertivano dapprima l'energia in forma meccanica e successivamente da meccanica in elettrica con caratteristiche distinte rispetto a quella originaria. Però sin da tali anni si sono diffusi continuamente dispositivi di diverso tipo tramite cui era ammissibile realizzare molteplici tipi di conversione evitando di passare mediante la forma meccanica, perciò senza passare tramite parti in movimento. Questi convertitori sono dunque definiti *statici*. Dato che i convertitori statici impiegano componenti elettronici quali diodi, SCR, GTO, eccetera, essi vengono altresì definiti dispositivi di Elettronica di Potenza.

Le ragioni prioritarie del successo dei convertitori statici sono molto semplici e non comportano di una notevole competenza specifica per essere compresi:

- una qualsiasi attività tecnologica richiede energia, nella forma opportuna a produrre il risultato voluto;

- l'energia elettrica è particolarmente diffusa in quanto oltre ad essere di facile trasporto è anche convertibile nel lavoro utile specifico più facilmente ed efficientemente rispetto ad altre forme di energia;
- il risultato delle attività tecnologiche deve essere sempre più accurato per generare effetti utili, ossia competitivi nell'ambito della cosiddetta "globalizzazione";
- le attività tecnologiche, a fronte delle quali si sviluppa la vita umana contemporanea, devono dissipare sempre meno energia per ottenere una migliore compatibilità con la natura, l'ambiente e la nostra salute.

I dispositivi a semiconduttore permettono dunque di fronteggiare, in modo efficiente, il problema della conversione dell'energia elettrica, nonché, esso consiste nella variazione della forma d'onda e nella regolazione del flusso dell'energia elettrica dalla sorgente al carico. In conclusione, sono opportuni e spesso essenziali i convertitori di energia elettrica che consentano di rigenerare nelle forme ottimali l'alimentazione degli attuatori dei processi tecnologici, partendo dall'energia elettrica nella forma appropriata per l'efficienza del trasporto e della generazione, processi anch'essi sempre più frequentemente assistiti da convertitori. Viene valutato che un terzo dell'energia elettrica venga convertita almeno una volta prima di trovare la sua utilizzazione finale, e tale quota è in forte crescita.

L'alimentazione di notevoli dispositivi elettrici, come i sistemi elettronici oppure i motori, si realizza in corrente continua. La rete di distribuzione dell'energia elettrica fornisce, invece, una tensione alternata alla frequenza industriale di 50 *Hz*. È fondamentale, perciò, realizzare dei dispositivi che permettano la trasformazione di una grandezza alternata, vale a dire a valor medio nullo, in una continua. I convertitori svolgono esattamente la funzione di convertire una corrente alternata, solitamente la corrente fornita al secondario di un trasformatore o anche direttamente la corrente di rete, in una corrente avente valor medio diverso da zero, vale a dire in una corrente costituita da una componente continua dominante, al limite in una corrente esclusivamente continua (conversione AC/DC). Concretamente, un convertitore può essere pensato costituito da due parti fondamentali, schematicamente mostrate in Figura 1.1, ossia, un circuito raddrizzatore in grado di trasformare una forma d'onda alternata in una avente valor medio non nullo, ed un filtro che, lasciando passare solamente le basse frequenze, esso è in grado di rimuovere dal segnale generato dal raddrizzatore tutte le armoniche indesiderate. Tipicamente un circuito raddrizzatore viene costruito mediante dispositivi elettronici, classificati in funzione del livello di corrente e tensione, denominati valori nominali di funzionamento, ragion per cui sono stati progettati. Pertanto, si ottengono elementi definiti di *segnale* predisposti alla regolazione o al controllo di dispositivi a bassa potenza

come apparecchi televisivi, radio, elaboratori elettronici, amplificatori musicali. In caso di elementi funzionanti a più elevati livelli di potenza, in cui i segnali possono essere di decina di ampere e centinaia di volt, si utilizza l'aggettivo di *potenza*, e il ramo dell'Elettronica che si occupa dello studio e del progetto di tali dispositivi è noto esattamente come Elettronica di Potenza.

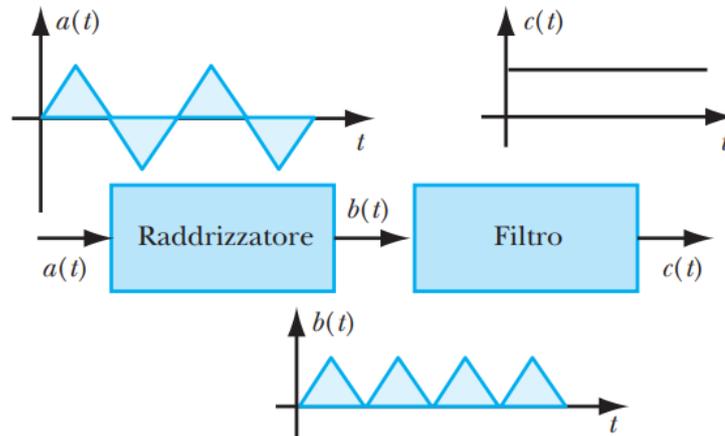


Figura 1.1: Schema di principio di un convertitore [1]

Il principio di funzionamento di un circuito raddrizzatore solitamente non varia in funzione delle applicazioni, siano esse di potenza o di segnale; vengono, invece, a modificarsi il contenuto tecnologico e le caratteristiche elettriche. Nel corso degli anni questi dispositivi hanno subito una lenta, ma significativa, evoluzione e ad oggi i risultati sono tali da renderne disponibili una molteplicità tale da coprire una vastissima gamma di esigenze applicative. Tutti i dispositivi impostano il loro funzionamento su elementi a semiconduttore, generalmente al silicio, che, adeguatamente "drogati" con altri elementi, con eccesso o lacuna di elettroni, sono in grado di modificare la loro conducibilità. Inoltre, in base alle loro caratteristiche possono essere suddivisi in tre gruppi principali, ovvero transistori, diodo e tiristori.

Le tensioni in uscita dai convertitori statici hanno, generalmente, un andamento costituito da numerose armoniche, in quanto la conversione viene operata attraverso componenti a semiconduttore costituiti da caratteristiche elettriche non lineari. Per perfezionare tale forma d'onda distorta e per riuscire ad avere delle tensioni raddrizzate più prossime alla continua, si adoperano circuiti capaci di attenuare le armoniche indesiderate e di lasciar passare unicamente la componente avente frequenza nulla. Tali filtri "passa-basso" sono creati secondo lo schema circuitale rappresentato in Figura 1.2, dove un filtro LC è chiuso su un carico resistivo. I filtri sono dei dispositivi in grado di ricevere in ingresso delle funzioni periodiche e inviare in uscita solamente una parte delle componenti delle funzioni in ingresso,

normalmente soltanto il valor medio o la componente fondamentale. Essi possono essere realizzati in svariati modi, dove i filtri ampiamente impiegati sono costituiti da reti elettriche composte da componenti ordinari della circuitistica in corrente alternata, nonché condensatori, resistori, induttori. L'induttore, per sua natura, riduce il contenuto armonico della corrente $i(t)$ rispetto a quello della tensione di ingresso $e(t)$, invece il condensatore tende a farsi attraversare più del resistore dalle armoniche superiori della corrente $i(t)$. La tensione di uscita è quella ai capi del resistore e la corrente $i_R(t)$ risulta, quindi, molto meno deformata rispetto alla tensione di ingresso.

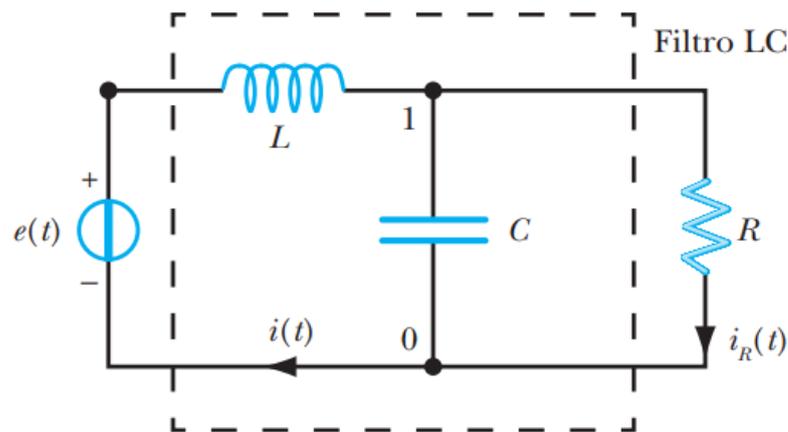


Figura 1.2: Filtro LC chiuso sul resistore R [1]

In conclusione, si ritiene opportuno menzionare un importante dispositivo, denominato *inverter*, impiegato in svariate applicazioni. L'*inverter* è un dispositivo in grado di effettuare la conversione da corrente continua a corrente alternata, dove la sua formulazione è quella di convertire una grandezza continua in una alternata avente frequenza ed ampiezza voluta. Pertanto, è possibile ottenere delle tensioni alternate caratterizzate da frequenze variabili da pochi hertz fino ad alcune centinaia di hertz per potenze da pochi watt ad alcune centinaia di chilowatt. Modificando adeguatamente la tensione continua in ingresso si può ricavare una tensione di uscita avente ampiezza variabile, e se quest'ultima è non controllabile e fissata, la tensione variabile la si può ricavare variando opportunamente il guadagno dell'*inverter* per mezzo di una modulazione PWM (Pulse Width Modulation). La tensione ideale in uscita dall'*inverter* dovrebbe essere sinusoidale, però, gli *inverter* impiegati nella realtà sono caratterizzati da forme d'onda periodiche e non sinusoidali, ossia contengono armoniche di ordine superiore. Tuttavia, la presenza di queste armoniche può risultare un problema in certe applicazioni per cui sono essenziali dispositivi di filtraggio in grado di rimuovere le componenti a frequenza superiore, lasciando passare solo la fondamentale.

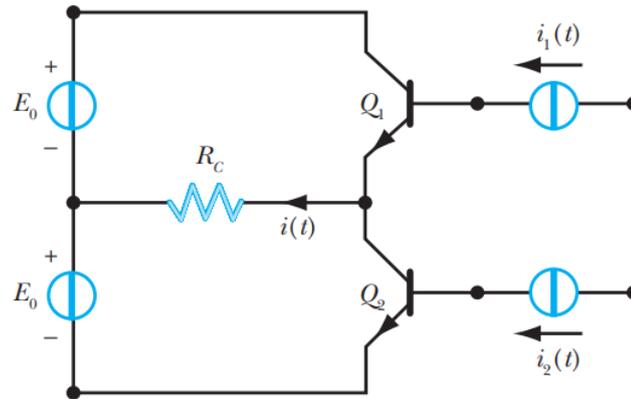


Figura 1.3: Inverter a mezzo ponte [1]

Gli *inverter* possono essere monofase e trifase e, per capire al meglio il funzionamento, si analizza l'*inverter a mezzo ponte*, illustrato in Figura 1.3, adoperato nelle applicazioni con potenza limitata. È costituito da due transistori Q_1 e Q_2 i quali funzionano da interruttori controllati rispettivamente dalle correnti $i_1(t)$ e $i_2(t)$. Ipotizzando di disporre un carico puramente resistivo, nel momento in cui si accende Q_1 la tensione in uscita corrisponde a E_0 , mentre quando Q_1 si spegne e Q_2 si accende la tensione in uscita risulta pari a $-E_0$. Si deduce che la logica di comando dell'*inverter* dovrà essere fatta in modo che i due transistori non siano contemporaneamente accesi, al fine di impedire il corto circuito degli alimentatori. Inoltre, in Figura 1.4 è rappresentata l'andamento della corrente di uscita. Tale corrente risulta essere di tipo alternativo caratterizzata da una frequenza che si può regolare variando adeguatamente la frequenza di spegnimento e di accensione di Q_1 e Q_2 , chiaramente se necessita lavorare a frequenze elevate occorre impiegare i MOSFET, piuttosto che i BJT.

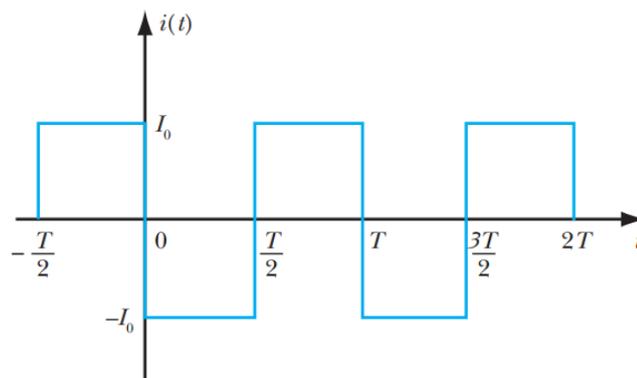


Figura 1.4: Funzionamento dell'inverter a mezzo ponte [1]

Infine, le due correnti che pilotano le basi dei due transistori sono rappresentate in Figura 1.5, la quale illustra espressamente che si tratta di due correnti aventi un moderato valore massimo, classificabili come forma d'onda di segnale. In aggiunta, qualora la corrente $i_1(t)$, raffigurata a tratto continuo, assume il valore massimo pari ad un decimo di, la corrente $i_2(t)$ raffigurata tratteggiata, risulta essere nulla, e viceversa.

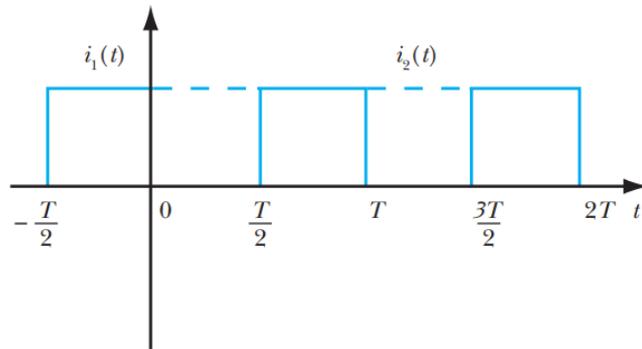


Figura 1.5: Correnti di base dei due transistori [1]

Capitolo 2

Cella Fotovoltaica

2.1 Principio di funzionamento

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'impiego di alcun combustibile. La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare. La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha un costo iniziale ancora alquanto elevato derivante da un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità economica e tecnica. Inoltre, la produzione è discontinua a causa della variabilità della fonte energetica solare.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da svariati fattori tra cui :

- inclinazione ed orientamento dei moduli ;
- radiazione solare incidente sul sito di installazione ;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (specialmente moduli ed inverter) ;
- presenza o meno di ombreggiamenti.

Le principali applicazioni degli impianti fotovoltaici sono:

1. impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione (grid-connected);
2. impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand-alone);
3. centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, normalmente connesse alla rete in media tensione.

Gli incentivi in "conto energia" sono attribuiti unicamente per le applicazioni di tipo 1 e 3, in impianti aventi una potenza nominale non inferiore ad 1 kW. Un impianto fotovoltaico è formato principalmente da un generatore (moduli fotovoltaici), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza, da una struttura di supporto per installare i moduli sul terreno, su un edificio o una qualunque struttura edilizia, da quadri elettrici contenenti le apparecchiature di manovra-protezione, dai cavi di collegamento e da un eventuale accumulatore di energia.

2.2 Pro e Contro del PV

Gli impianti fotovoltaici sono impianti elettrici costituiti essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli fotovoltaici che convertono la luce (visibile e non) direttamente in energia elettrica con efficienze pari al 5 ÷ 21%, non trasformano il calore in energia elettrica (temperature di solo 40 ÷ 70°C) contribuendo al "global warming" ed infine non richiedono acqua per il raffreddamento come le centrali termiche convenzionali (a olio, carbone e gas) e nucleari.



Figura 2.1: Tipi di pannelli fotovoltaici

Altri *pregi* dei moduli fotovoltaici sono:

- ridotto costo di manutenzione (pulizia del vetro);
- elevata affidabilità e lunga vita (>25 anni con EPBT<3 anni);
- produzione vicino al consumo (rispetto a una centrale convenzionale);
- smaltimento privo di scorie a fine vita;
- assenza di rumore e di inquinamento atmosferico.

I *difetti* consistono in:

- necessità di componenti aggiuntivi (accumulo e convertitori elettronici);

- fluttuazione della produzione energetica (giornaliera e stagionale);
- costo di installazione non trascurabile ($1.000 \div 2.500 \text{ €/kW}_p$).

2.3 Energia dal Sole

Nel nucleo del Sole si verificano continuamente reazioni di fusione termonucleare a milioni di gradi che rilasciano un'immensa quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche. Parte di tale energia raggiunge l'esterno dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio (costante solare) di circa $1.367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ il quale varia in funzione della distanza Terra-Sole, come mostrato in Figura 2.2¹, e dell'attività solare (macchie solari).

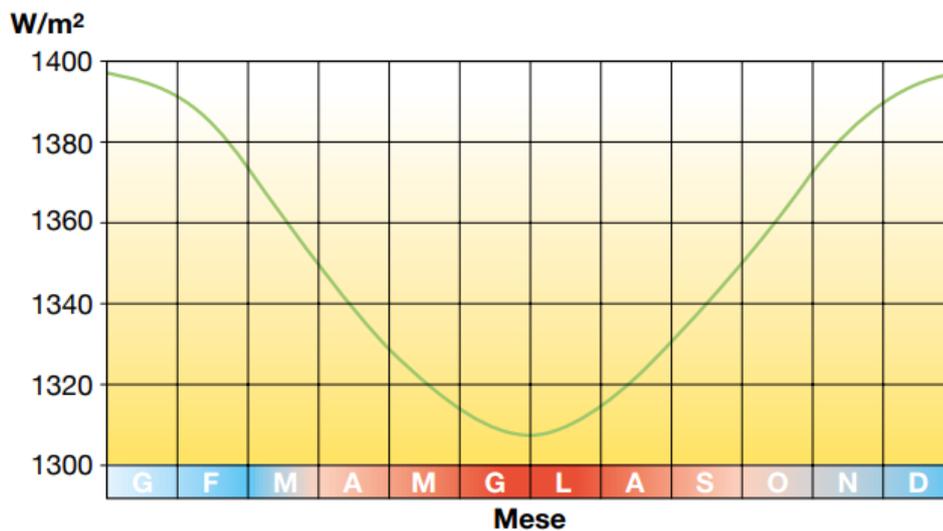


Figura 2.2: Radiazione extra-atmosferica [2]

Per irraggiamento solare, espresso in kW/m^2 , si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Questa intensità corrisponde all'integrale della potenza correlata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare. Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua, dato che in parte viene riflessa ed assorbita, prevalentemente dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici. La radiazione che prosegue viene in parte diffusa dall'aria e dalle particelle solide in sospensione nell'aria (Figura 2.3).

¹A causa dell'orbita ellittica, la Terra si trova alla minima distanza dal Sole (perielio) a dicembre-gennaio ed alla massima distanza (afelio) nei mesi di giugno-luglio.

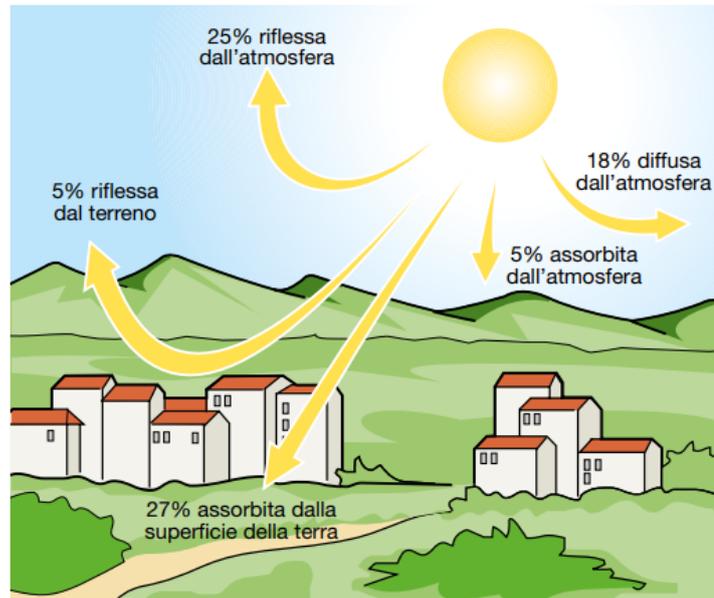


Figura 2.3: Flusso di energia fra il Sole, l'atmosfera e la superficie terrestre [2]

Per radiazione solare, espressa in kWh/m^2 , si intende l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato. La radiazione che giunge su una superficie orizzontale, come illustrato in Figura 2.4, è costituita da una radiazione diretta, correlata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una radiazione diffusa che arriva sulla superficie dal cielo in qualsiasi direzione ed infine da una radiazione riflessa dal terreno e dall'ambiente circostante sulla superficie considerata.

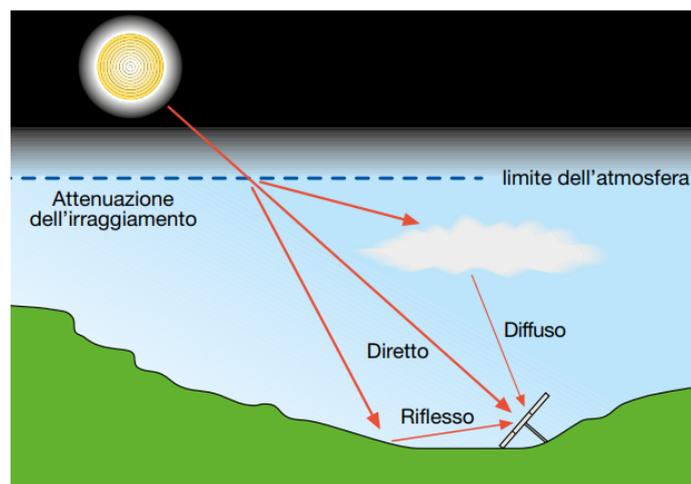


Figura 2.4: Componenti della radiazione solare [2]

2.4 Richiami sui semiconduttori

I semiconduttori sono materiali caratterizzati da caratteristiche di conduttività elettrica intermedia tra quella degli isolanti e quella dei conduttori. Questi materiali semiconduttori sono il silicio, il germanio e composti come l'arseniuro di gallio. Considerando la struttura atomica dei semiconduttori può essere descritto il loro comportamento. Gli elettroni esterni dei semiconduttori sono estremamente legati ad ogni atomo ma, diversamente dagli elettroni esterni di un conduttore metallico, hanno una bassissima possibilità di muoversi. Affinché sia realizzabile la conduzione elettrica, è opportuno che diversi di questi elettroni acquisiscano energia opportuna in modo da passare da livelli energetici denominati banda di valenza (in cui gli elettroni esterni, o di valenza, degli atomi sono fortemente legati agli elettroni di valenza degli atomi vicini) a livelli energetici che formano la banda di conduzione (in cui alcuni elettroni sono liberi di muoversi). Pertanto, per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione nei metalli non è essenziale in pratica alcuna energia in più, nei semiconduttori il divario energetico è decisamente alto ed infine negli isolanti esso risulta essere ancor più elevato, come mostrato in Figura 2.5.

Tutto questo descrive inoltre una caratteristica distintiva dei semiconduttori, ossia la dipendenza della loro conduttività elettrica dalla temperatura, nel modo che fornendo calore, si fornisce ad alcuni elettroni l'energia indispensabile per oltrepassare il divario tra le due bande ed essere pertanto liberi di muoversi all'interno del materiale, i quali essi sono soggetti alle forze elettriche. Nel momento in cui un elettrone transita dalla banda di valenza alla banda di conduzione libera un posto, nominato lacuna o buca, comportandosi in ogni aspetto proprio come una carica positiva, dove in presenza di forze elettriche esterne, un elettrone occupa una lacuna, formando così una nuova lacuna occupata da un elettrone nuovo e così via, dando perciò l'impressione di esserci un moto delle lacune uguale e contrario rispetto a quello degli elettroni. Nei semiconduttori per accrescere la loro conduttività si usa inserire a livello atomico delle quantità estremamente piccole di sostanze adeguate definite impurità, e tale operazione è chiamata drogaggio. Infine, distribuendo correttamente le impurità all'interno di un semiconduttore e regolando la temperatura, si può realizzare un semiconduttore avente un numero stabilito di portatori di carica, cioè si è in grado di regolare molto rigorosamente la conduttività.

Come si nota dalla Figura 2.5 nei materiali conduttori non esiste alcuna disparità tra la banda di valenza e la banda di conduzione, le quali risultano pressoché coincidenti, mentre nei materiali isolanti tale disparità (o energy gap) risulta essere dieci volte maggiore rispetto a quella presente nei materiali semiconduttori. Infine, si considerano ottimi conduttori di elettricità materiali caratterizzati da una resistività elettrica decisamente bassa, dell'ordine di alcuni $\mu\Omega \cdot cm$, invece vengono

definiti materiali isolanti o anche cattivi conduttori tutti quelli aventi resistività elevata, dell'ordine delle decine, a volte delle centinaia, di $G\Omega \cdot cm$. La resistività dei conduttori aumenta con la temperatura e per la presenza delle impurità, mentre per gli isolanti si verifica il contrario, e data l'esorbitante differenza in termini di conducibilità esistente tra gli uni e gli altri, non può mai verificarsi che un isolante si trasformi in un conduttore. Mentre i semiconduttori sono definiti tali dato il loro comportamento "inusuale", a volte prossimo a quello dei conduttori, altre volte analogo a quello degli isolanti. Per esempio, osservando la Figura 2.5, la resistività del silicio puro, dell'ordine di $10^5 \Omega \cdot cm$, è comparabile a quella degli isolanti, ma basta la minima traccia di sostanze estranee, impurità al suo interno, che la sua resistività scenda fino a qualche decimo di $\Omega \cdot cm$.

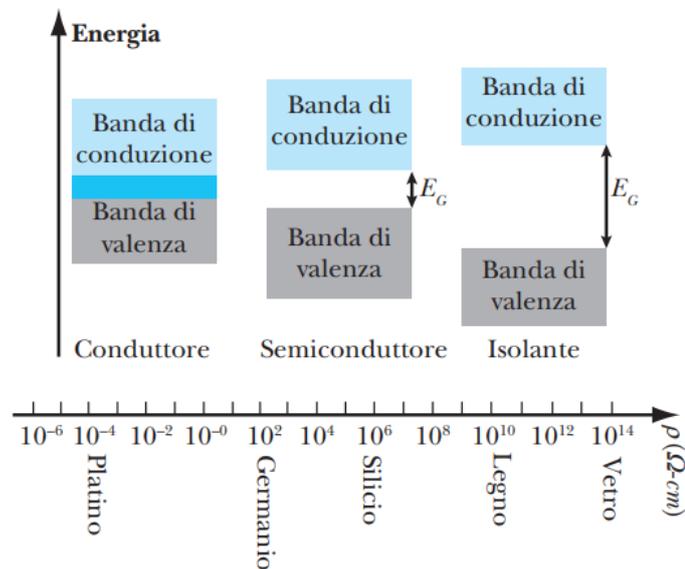


Figura 2.5: Banda di energia e resistività dei vari materiali [1]

Nella Tabella 2.1 sono riportati in eV i valori di banda proibita (energy gap) dei principali semiconduttori. In questi materiali la banda di conduzione e quella di valenza sono separate da un intervallo di energia piccolo, dell'ordine di $1 eV$. Facendo riferimento al Germanio (Ge) ed al Silicio (Si), è opportuno, al fine di una migliore comprensione del comportamento elettrico, fare un cenno alle loro principali caratteristiche fisiche e chimiche.

Il Germanio è un elemento raro e la sua estrazione è sempre alquanto costosa ed il costo elevato. Il Silicio, a differenza del Germanio, è un elemento molto diffuso in natura, essendo presente in numerosissimi composti e nelle rocce più diffuse, soprattutto sotto forma di biossido, ossia di Silice (SiO_2), ma non si trova mai puro. Il Silicio si presenta in due forme, amorfo e cristallino. Allo stato cristallino forma

lamelle oppure aghi grigiastri con riflessi rossicci, mentre in polvere assume una colorazione rosso-bruna.

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

Tabella 2.1: Energy gap dei principali semiconduttori

Considerando che la corrente di conduzione delinea un movimento piuttosto ordinato di elettroni e che la distinzione tra isolanti e conduttori riguarda esattamente il fatto che gli elettroni degli isolanti sono fortemente legati agli atomi di appartenenza, mentre quelli dei conduttori godono di una relativa libertà, si può dedurre istantaneamente che la resistività minore dei cristalli di semiconduttore "drogato" è causata da elettroni liberi introdotti dalle impurità. I semiconduttori a basse temperature si comportano da isolanti, in quanto gli elettroni degli atomi risultano vincolati nei legami chimici con gli atomi vicini, perlomeno per campi elettrici applicati i quali non sono capaci di condurre gli elettroni dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Nonostante ciò, all'aumentare della temperatura diminuisce la stabilità dei legami e di conseguenza un certo numero di elettroni acquista energia adeguata per passare nella banda di conduzione.

Il semiconduttore utilizzato maggiormente è il Silicio, un materiale situato nel IV gruppo della tavola periodica. È un elemento caratterizzato da una struttura a diamante, con cella cubica elementare a facce centrate. Ciascun atomo di Silicio scambia ognuno dei quattro elettroni dell'orbita esterna con gli atomi vicini, creando così quattro legami covalenti. La simmetria della struttura cristallina chiarisce l'isotropia delle caratteristiche chimico-fisiche di tale materiale, in tal modo possono essere descritte con grandezze scalari. Tutti gli elettroni che sono transitati nella banda di conduzione liberano dei livelli nella banda di valenza, dove l'assenza di questi elettroni in tale banda è definita lacuna. Sia le lacune nella banda di valenza che gli elettroni nella banda di conduzione possono contribuire alla conduzione di corrente elettrica. Nel caso in cui le lacune nella banda di valenza risultano in

numero identico agli elettroni nella banda di conduzione il semiconduttore viene denominato intrinseco. Affinché la conducibilità di un semiconduttore sia riconducibile sostanzialmente a portatori di carica di un solo tipo esistono dei metodi definiti drogaggio. La lacuna a tutti gli effetti si comporta come una particella di carica positiva, muovendosi in verso opposto rispetto a quello degli elettroni. Qualora la conduzione è dovuta principalmente da lacune il semiconduttore è definito di tipo P, mentre nel caso in cui la conduzione è dovuta per lo più da elettroni esso è definito di tipo N. I semiconduttori di questo tipo sono nominati estrinseci, dal momento che in un cristallo l'energia della banda proibita è funzione della distanza interatomica, l'energy gap dipende dalla temperatura. Essi, come già detto, si dividono in:

1. Semiconduttori di tipo P

Nel caso in cui l'impurità è composta da un elemento trivalente, ad esempio il gallio, all'interno della struttura cristallina del semiconduttore restano delle zone vuote, definite lacune, dovute all'elettrone mancante agli atomi di gallio, i quali dispongono solo di tre elettroni di valenza. Persino in questa circostanza l'equilibrio elettrico è continuamente rispettato in quanto, ad ogni elettrone in meno, equivale un protone in meno, però il fatto che all'interno della struttura cristallina del semiconduttore risultano esserci delle zone libere e suscettibili di divenire occupate da cariche negative, conduce a considerare questo positivo o di tipo P. In altre parole, vale a dire che la lacuna, la quale indica l'assenza di elettrone, viene considerata come una carica positiva. Peraltro, si evidenzia che la velocità della corrente nei semiconduttori risulta inferiore rispetto a quella nei buoni conduttori, e nei semiconduttori di tipo P è addirittura più bassa (circa un sesto) rispetto ai semiconduttori di tipo N e la resistività dei due si riduce con l'aumentare della temperatura.

2. Semiconduttori di tipo N

Qualora l'impurità è formata da qualche atomo pentavalente, per esempio l'arsenico, all'interno della struttura cristallina del semiconduttore, i cui atomi hanno quattro elettroni di valenza, risulta esserci un elettrone in più per ciascun atomo di arsenico, pertanto si ha un semiconduttore denominato di tipo N o negativo. Tutto questo però non vuol dire che il cristallo dispone di una carica negativa, in quanto esso continua ad essere complessivamente neutro, possedendo gli atomi di arsenico non solo un elettrone in più, bensì anche un protone in più, il quale lo neutralizza. D'altro canto, questo elettrone possiede una peculiarità, a differenza degli altri i quali sono tutti legati tra loro, di beneficiare di una certa libertà di movimento, e tutto questo caratterizza i semiconduttori di tipo N.

Infine, le caratteristiche maggiormente interessanti nel comportamento dei semiconduttori si presentano, perciò, nel momento in cui sono presenti impurità, solitamente

trivalenti o pentavalenti, a fronte di un atomo per ogni 10^7 atomi di semiconduttore. In un atomo il numero di elettroni periferici, ovvero quelli appartenenti all'orbita più esterna, denominati elettroni di valenza, definisce la sua capacità di combinarsi con gli atomi degli altri elementi, però l'inserimento delle impurità all'interno dei semiconduttori può modificare tale opportunità, diminuendo la resistività.

2.5 Generatore fotovoltaico

Il componente principale del generatore è la cella fotovoltaica dove avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. Tale cella è composta da un piccolo pezzo di materiale semiconduttore, solitamente silicio adeguatamente trattato, avente una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm^2 ed uno spessore di circa 0,3 mm. Dalla Figura 2.6 si evidenzia come il silicio, disponendo di quattro elettroni di valenza (tetravalente), viene "drogato" attraverso l'immissione su una "faccia" di atomi trivalenti (es. boro - drogaggio P) e sull'altra faccia con piccole quantità di atomi pentavalenti (es. fosforo - drogaggio N). La regione tipo P ha un eccesso di lacune, mentre la regione di tipo N ha un eccesso di elettroni.

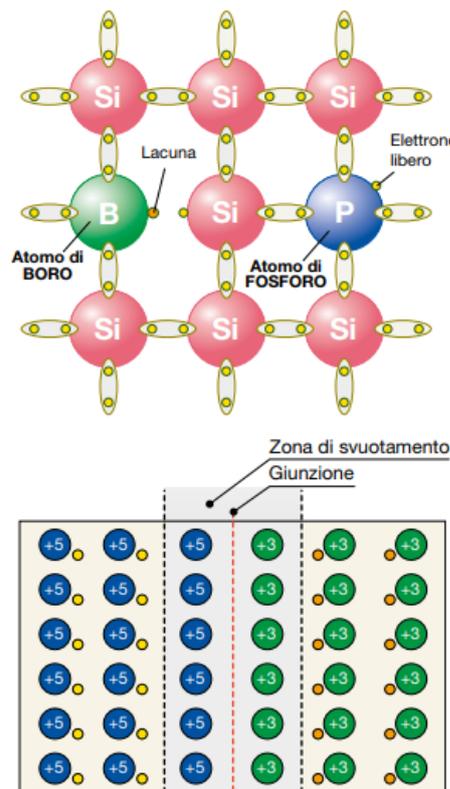


Figura 2.6: Cella fotovoltaica [2]

Nell'area di contatto tra i due strati con drogaggio differente (giunzione P-N), gli elettroni tendono a propagarsi dalla regione avente elevata densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P) producendo in tal modo un accumulo di carica negativa nella regione P. Un fenomeno duale si verifica per le lacune, con accumulo di carica positiva nella regione N. Pertanto, si viene a creare un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore propagazione di cariche elettriche. Nel caso in cui si applica una tensione dall'esterno, la giunzione consente il passaggio di corrente in un solo verso, avendo quindi il funzionamento da diodo. Nel momento in cui la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico², vengono a formarsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona P che nella zona N. Il campo elettrico interno consente di separare gli elettroni in eccesso, acquisiti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale, dalle lacune, spingendogli in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri. Gli elettroni, dopo aver varcato la zona di svuotamento non possono più tornare indietro in quanto il campo impedisce loro di invertire il "senso di marcia". Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale la corrente fluisce dallo strato P, a potenziale maggiore, verso lo strato N, a potenziale minore finché la cella resta illuminata (Figura 2.7).

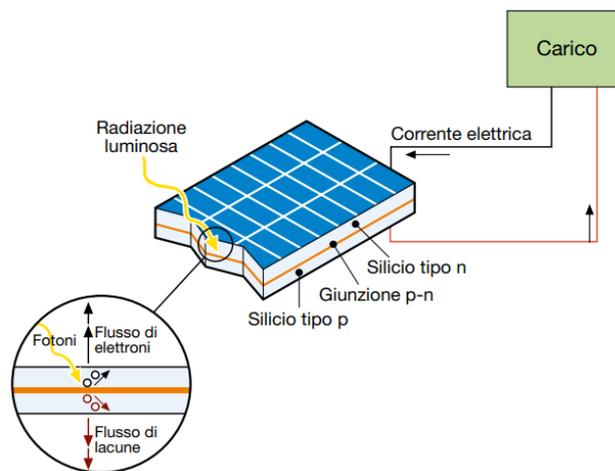


Figura 2.7: Funzionamento cella fotovoltaica [2]

²L'effetto fotovoltaico si realizza qualora un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale, normalmente semiconduttore, passa nella banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone (quanto di radiazione elettromagnetica) sufficientemente energetico incidente sul materiale. Nei materiali semiconduttori gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, ma la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione è piccola, sicché gli elettroni possono facilmente passare nella banda di conduzione qualora ricevano energia sufficiente dall'esterno. Tale energia può essere fornita dalla radiazione luminosa, da cui l'effetto fotovoltaico.

La zona di silicio che concorre a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N, mentre all'interno delle zone distanti si creano le cariche elettriche, ma il campo elettrico in grado di metterle in movimento viene a mancare e perciò esse si ricombinano. Pertanto, è fondamentale che la cella fotovoltaica possiede un'ampia superficie, in quanto maggiore è la superficie, maggiore è la corrente generata. Nella Figura 2.8 viene riprodotto l'effetto fotovoltaico ed il bilancio energetico descrivente l'ingente percentuale di energia solare incidente che non viene convertita in energia elettrica.

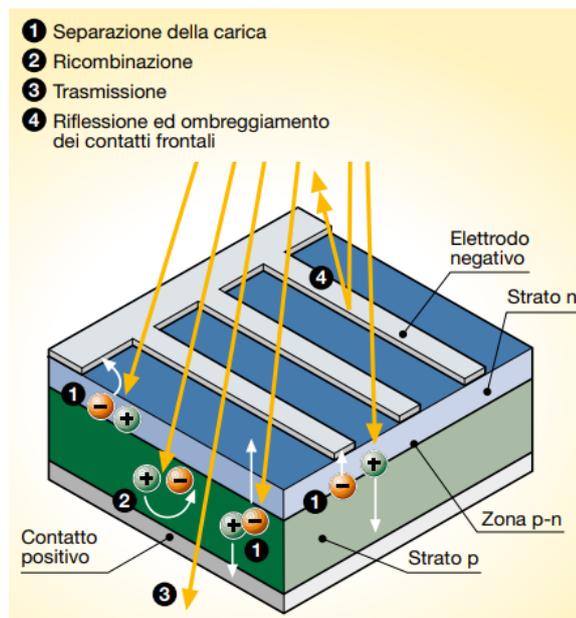


Figura 2.8: Effetto fotovoltaico [2]

100% dell'energia solare incidente

- 3% perdite di riflessione ed ombreggiamento dei contatti frontali
 - 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni. Si ha generazione di calore
 - 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione)
 - 8,5% ricombinazione dei portatori di carica libera
 - 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione
 - 0,5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione
- = 13% energia elettrica utilizzabile**

Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1.000 W/m^2 alla temperatura di 25°C) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3 A con una tensione di $0,5 \text{ V}$ ed una potenza di picco pari a $1,5 \div 1,7 \text{ W}_p$.

I moduli fotovoltaici che si trovano in commercio sono composti da un insieme di celle. I più diffusi contengono 36 celle disposte su 4 file parallele connesse in serie con una superficie variabile da 0,5 a 1m². Più moduli connessi tra loro meccanicamente ed elettricamente realizzano un pannello, ovvero una struttura comune ancorabile ad un edificio oppure al suolo (Figura 2.9).



Figura 2.9: Pannello fotovoltaico

Dalla Figura 2.10 si evince che più pannelli connessi elettricamente in serie formano una stringa e più stringhe, connesse elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore o il campo fotovoltaico.

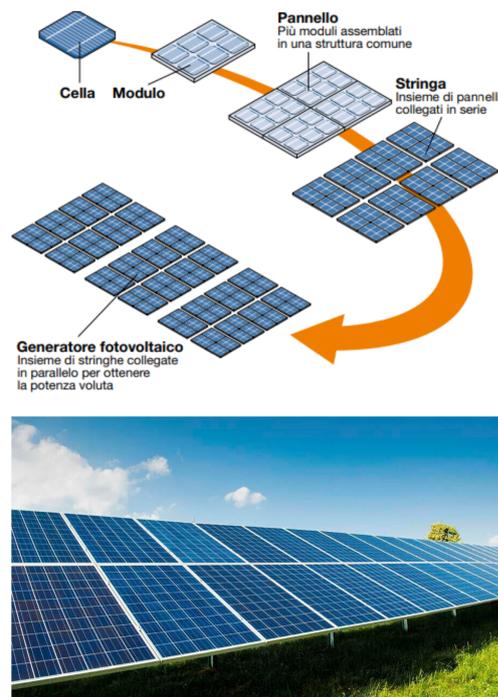


Figura 2.10: Generatore fotovoltaico

Nei moduli, a causa delle inevitabili difformità di fabbricazione le celle fotovoltaiche non sono tutte uguali, per cui due blocchi di celle collegate tra loro in parallelo possono non avere la medesima tensione. Di conseguenza, dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore si viene a creare una corrente di circolazione. Pertanto, una parte della potenza generata dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso, denominate perdite di mismatch. Inoltre, l'ineguaglianza tra le celle può essere stabilita da un differente irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono ombreggiate, oppure dal loro deterioramento. Queste celle assumono un comportamento analogo a quello di un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione delle altre celle, la quale può comportare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo. Per questo motivo i moduli sono forniti di diodi by-pass che limitano questo fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata. Il fenomeno di mismatch può essere creato perfino tra le stringhe del campo fotovoltaico a causa del diverso irraggiamento delle stringhe, disuguaglianza dei moduli, guasti di una stringa e ombreggiamenti. Al fine di eludere la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi.

Le celle che compongono il modulo sono incapsulate con un sistema di assemblaggio che:

- protegge le celle dalle sollecitazioni meccaniche e dagli agenti atmosferici;
- isola elettricamente le celle verso l'esterno;
- smaltisce facilmente il calore, per evitare che l'aumento di temperatura riduca la potenza fornita dal modulo;
- resiste alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura, ai raggi ultravioletti e all'abrasione.

Queste proprietà devono persistere per la vita attesa del modulo.

La Figura 2.11 illustra la sezione di un modulo standard in silicio cristallino, costituito da:

- una cornice metallica (telaio), usualmente in alluminio;
- una lamina di protezione sul lato posteriore esposto alla luce, caratterizzata da elevata trasparenza (il materiale più utilizzato è il vetro temprato);
- un substrato di supporto posteriore (vetro, metallo, plastica);
- un materiale di incapsulamento al fine evitare il contatto diretto vetro-cella, eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle ed isolare elettricamente la cella dal resto del modulo. Nei processi che utilizzano la fase di laminazione si impiega solitamente l'etilene vinil acetato (EVA).

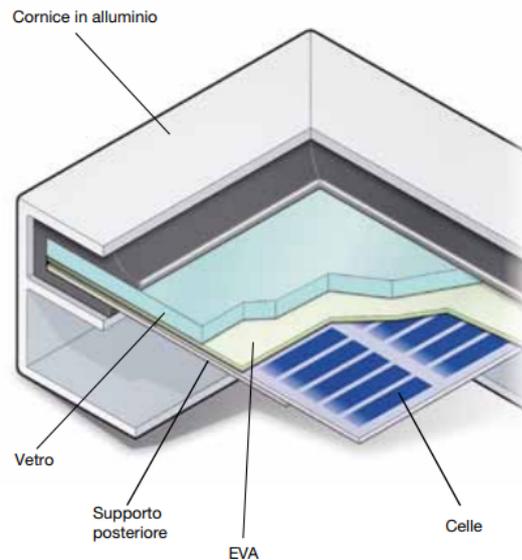


Figura 2.11: Sezione di un modulo standard in silicio cristallino [2]

Nei moduli in silicio cristallino, per la connessione delle celle, si adoperano contatti metallici saldati in seguito alla realizzazione delle celle. Nei moduli a film sottile il collegamento elettrico anteriore rientra nel processo di produzione della cella ed è garantito da uno strato di ossidi metallici trasparenti, come l'ossido di stagno o l'ossido di zinco.

2.6 Tipologia dei moduli fotovoltaici

2.6.1 Moduli in silicio cristallino

I moduli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in tre categorie:

1. **monocristallino**, mostrato in Figura 2.12, omogeneo a cristallo singolo, sono realizzati da cristallo di silicio di notevole purezza. Il lingotto di silicio cristallino, prodotto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione, presenta una forma cilindrica avente una lunghezza di 200 *cm* e un diametro di 13-20 *cm*. In seguito, tale cilindro viene adeguatamente suddiviso in wafer dello spessore di 200-250 μm e la superficie superiore viene trattata realizzando dei microsolchi con l'intento di ridurre al minimo le perdite per riflessione. Il principale vantaggio di queste celle è l'efficienza, pari al 16-16,5%, mentre per i moduli ad alte prestazioni è il 20-22%, a cui si associa una durata elevata ed

il mantenimento delle caratteristiche nel tempo³. I moduli realizzati con questa tecnologia sono caratterizzati comunemente da un'omogenea colorazione blu scuro⁴ e aventi un prezzo di circa 0,70 €/W;



Figura 2.12: Modulo in silicio monocristallino [2]

2. **policristallino**, mostrato in Figura 2.13, in cui i cristalli che compongono le celle si raggruppano tra loro con forma ed orientamenti diversi. Le tipiche iridescenze delle celle in silicio policristallino sono difatti dovute al differente orientamento dei cristalli ed il conseguente comportamento distinto nei confronti della luce. Il lingotto di silicio policristallino è ricavato attraverso un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo. Si ottengono i wafer i quali presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di 180-300 μm . L'efficienza rispetto al monocristallino è inferiore, ovvero 15-16%, mentre per i moduli ad alte prestazione è il 18-20%, ma anche il prezzo 0,67 €/W. Inoltre, hanno una durata elevata, paragonabile al monocristallino, ed anche il mantenimento delle prestazioni nel tempo, ossia l'85% del rendimento iniziale dopo 20 anni. Le celle con questa tecnologia sono individuabili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini;

³Alcuni costruttori garantiscono il modulo per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore nominale.

⁴Il colore blu scuro è dovuto al rivestimento antiriflettente di ossido di titanio, atto a favorire la captazione della radiazione solare.



Figura 2.13: Modulo in silicio policristallino [2]

3. **quasi-monocristallino**, la quale ha una struttura intermedia tra il mono e il policristallino. Il processo per ricavare i lingotti è analogo a quello di produzione del policristallino, in particolar modo, sul fondo del crogiuolo viene posto un cristallo di silicio monocristallino che funge da "nucleo di condensazione" da cui si formeranno cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere lento in modo da consentire che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella direzione che va dal nucleo di silicio verso l'alto.

Ad oggi il mercato è governato dalla tecnologia al silicio cristallino, la quale costituisce circa il 90% del mercato. Questa tecnologia risulta matura sia in termini di costi di produzione che di rendimento ottenibile e si presume che proseguirà a dominare il mercato nel breve-medio periodo. Sono previsti soltanto dei progressi contenuti in termini di efficienza ed un'eventuale diminuzione dei costi associata all'immissione nei processi industriali di wafer sottili e più grandi e all'economia di scala. In modo particolare, tramite la tecnica selective emitter si può accrescere l'efficienza sino allo 0,8% per mezzo di un aumento della concentrazione dell'elemento drogante (fosforo) nell'area sottesa ai contatti metallici al fine di ridurre la resistenza in tale zona, senza tuttavia aumentare le dimensioni del contatto metallico. Dunque questa tecnica consente di diminuire la resistenza dei contatti sopra la cella senza ridurre la superficie di captazione della radiazione solare e quindi senza peggiorarne la resa ottica. Peraltro, l'industria fotovoltaica incentrata su tale tecnologia impiega il surplus di silicio dedicato all'industria elettronica ma, per via del continuo sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale

della produzione fotovoltaica negli ultimi anni, solitamente diventa complessa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.

2.6.2 Moduli a film sottile

Le celle a film sottile, rappresentate in Figura 2.14, sono costituite da materiale semiconduttore depositato, usualmente come miscela di gas, su supporti come alluminio, vetro, polimeri, che conferiscono consistenza fisica alla miscela. Lo strato del film semiconduttore è di qualche micron, a fronte delle celle di silicio cristallino che dispongono uno spessore di centinaia di micron. Per tal motivo, il risparmio di materiale è rilevante e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo delle celle a film sottile.

I materiali prevalentemente adoperati sono:

- tellururo di cadmio -solfuro di cadmio (CdTeS);
- silicio amorfo (a-Si);
- arseniuro di gallio (GaAs);
- leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio (CIS, CIGS, CIGSS).

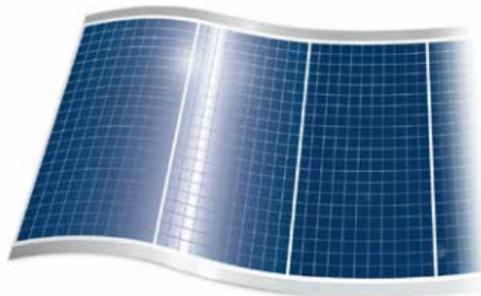


Figura 2.14: Modulo a film sottile [2]

Il silicio amorfo depositato in film su un supporto, ad esempio alluminio, comporta la possibilità di ottenere a costi ridotti il fotovoltaico rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può essere anche "spruzzato" su un foglio sottile in materiale flessibile o plastico. Viene adoperato principalmente nel momento in cui serve ridurre al massimo il peso del modulo ed adattarsi alle superfici curve. L'efficienza è alquanto bassa, ossia 7-8%, mentre 10-11% per i moduli ad alte prestazioni, a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso. Inoltre, il costo unitario, pari a 0,52-0,56 €/W è inferiore ai moduli in silicio cristallino e

anche in tal caso le celle tendono a peggiorare nel tempo le proprie prestazioni. Un'applicazione allettante di questa tecnologia è quella tandem (celle in silicio micromorfo), che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione, e grazie alla suddivisione dello spettro solare, ciascuna giunzione collocata in sequenza lavora in modo ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di garanzia di durata che di efficienza. Si ottengono pertanto efficienze interessanti di circa 11,6% in laboratorio e 9% per applicazioni commerciali.

Nella produzione su larga scala dei moduli in telluro di cadmio, rappresentata in Figura 2.15, si presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale risulta più stabile di altri composti contenenti cadmio in quanto non è solubile in acqua, e pertanto può divenire un problema se non adeguatamente utilizzato o riciclato. Le celle CdTeS hanno una maggiore efficienza rispetto a quelle in silicio amorfo, ovvero 12,4-13,4%, mentre 12,7-14,2% per i moduli ad alte prestazioni, ed un costo unitario leggermente superiore, pari a 0.58-0.60 €/W.

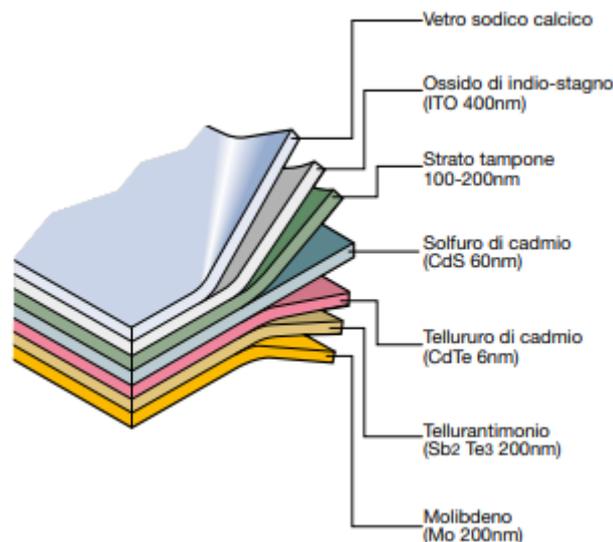


Figura 2.15: Struttura della cella a film sottile basata su CdTe-CdS [2]

I moduli in CIG /CIGS /CIGSS sono caratterizzati da una tecnologia ancora in fase di studio e sviluppo, dove in sostituzione del silicio vengono adottate leghe speciali quali:

- rame, indio e selenite (CIS);
- rame, indio, gallio e selenite (CIGS);
- rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza è del 14,1-14,6%, mentre del 15% per i moduli ad alte prestazioni, e le prestazioni permangono stabili nel tempo. Inoltre, come per il silicio cristallino si prevede una diminuzione del costo unitario che al momento è di circa 0,65 €/W.

La tecnologia GaAs è oggi giorno la più interessante in termini di efficienza ottenuta, la quale risulta superiore al 25-30%, ma la produzione di queste celle è limitata dai costi elevati e dalla carenza del materiale, impiegato in preponderanza nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica. Tale tecnologia, infatti, è prevalentemente adoperata per applicazioni spaziali, dove sono fondamentali pesi e dimensioni ridotte.

La percentuale di mercato delle tecnologie a film sottile è fortemente contenuta, ma queste tecnologie vengono ritenute come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo periodo, ed anche per una consistente diminuzione dei prezzi. Depositando il film sottile direttamente su larga scala, sino a oltre 5 m², si eludono gli sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio dei wafers di silicio cristallino dal lingotto di partenza. Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e di conseguenza il rispettivo tempo di payback è breve, ovvero quanto tempo un impianto fotovoltaico deve funzionare al fine di produrre l'energia impiegata per fabbricarlo (intorno ad 1 anno per i film sottili in silicio amorfo e 2 anni per il silicio cristallino). I moduli a film sottile, rispetto ai moduli in silicio cristallino, hanno una dipendenza minore dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento ed una risposta migliore anche qualora la componente di luce diffusa è più accentuata e quando i livelli di irraggiamento sono bassi, soprattutto nelle giornate nuvolose.

2.7 Tipologia degli impianti fotovoltaici

2.7.1 Impianti isolati (stand-alone)

Sono impianti non connessi alla rete elettrica e sono composti da moduli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che assicura l'erogazione di energia elettrica anche nelle ore di buio e nei momenti di scarsa illuminazione. Dato che il generatore fotovoltaico eroga corrente continua, nel caso in cui l'impianto utilizzatore richiede corrente alternata è indispensabile l'interposizione dell'inverter. Questi impianti appaiono tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia difficilmente raggiungibile o assente, sostituendo solitamente i gruppi elettrogeni. Peraltro, in una configurazione stand-alone, il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di permettere, durante le ore di insolazione, sia la ricarica delle batterie di accumulo, sia l'alimentazione del carico, con un determinato margine di sicurezza per tener conto delle giornate di poca insolazione.

Come illustrato in Figura 2.16, le applicazioni più diffuse ad oggi servono ad alimentare:

- sistemi di illuminazione;
- impianti pubblicitari;
- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (sismici o meteorologici);
- alimentazione dei servizi nei camper;
- rifugi in alta quota;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti.



Figura 2.16: Pensiline fotovoltaiche e lampioni alimentati con energia fotovoltaica

Lo schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante in isola è mostrato in Figura 2.17.

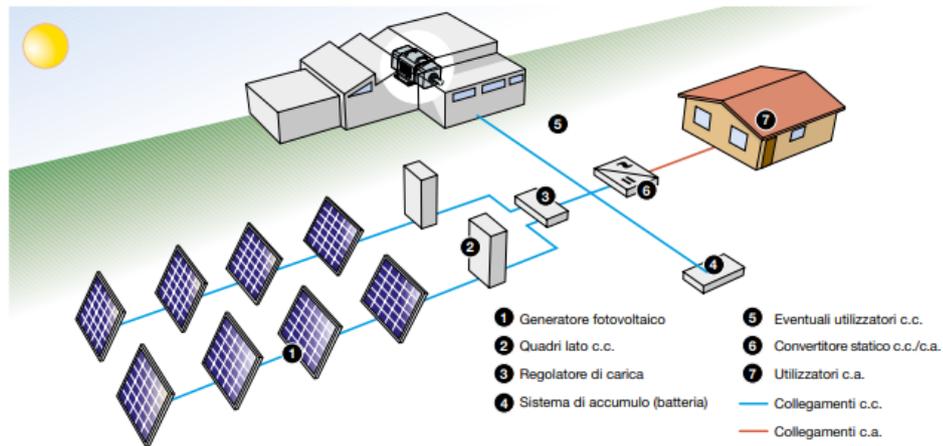


Figura 2.17: Schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante in isola [2]

2.7.2 Impianti collegati alla rete (grid-connected)

Gli impianti permanentemente connessi alla rete elettrica assorbono da essa energia nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di generare l'energia indispensabile a soddisfare l'esigenza dell'impianto utilizzatore. Diversamente, qualora il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso a fronte del fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene introdotto in rete, e per tal motivo i sistemi collegati alla rete non richiedono batterie di accumulatori (Figura 2.18).



Figura 2.18: Impianti grid-connected

Come illustrato in Figura 2.19, questi impianti forniscono il vantaggio della generazione distribuita, piuttosto che centralizzata, infatti l'energia prodotta in prossimità dell'utilizzazione possiede un maggior valore rispetto a quella fornita dalle grosse centrali tradizionali, poiché si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e dispacciamento e si limitano le perdite di trasmissione. In aggiunta, la produzione di energia nelle ore di Sole permette di diminuire la domanda alla rete durante il giorno, esattamente nel momento in cui si verifica la richiesta maggiore.

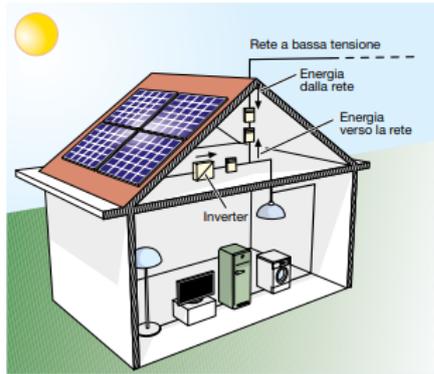


Figura 2.19: Schema di un'utenza di un impianto fotovoltaico connesso alla rete [2]

Nella Figura 2.20 è raffigurato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

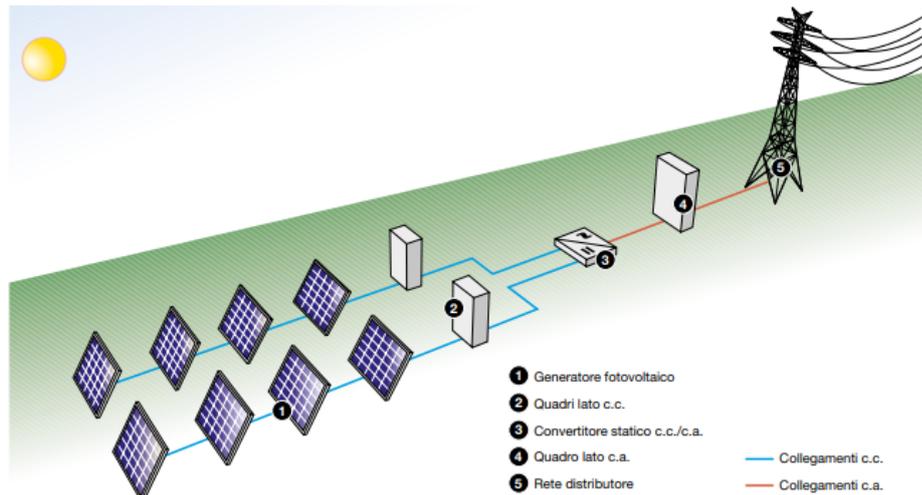


Figura 2.20: Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete [2]

2.8 Circuito equivalente della cella PV

La cella fotovoltaica una volta esposta al Sole, è capace di convertire direttamente la radiazione solare in energia elettrica. In pratica, si comporta come una mini-batteria in grado di erogare energia elettrica in proporzione alla radiazione solare incidente. Essa rappresenta l'elemento base nella costruzione di un modulo fotovoltaico. Tale cella può essere considerata come un generatore di corrente e può essere rappresentata dal circuito equivalente della Figura 2.21.

La corrente I ai terminali di uscita è corrispondente alla corrente I_{ph} generata dal generatore ideale di corrente per effetto fotovoltaico, ridotta dalla corrente I_j di diodo e dalla corrente I_{sh} di dispersione. La resistenza serie R_s dei due strati di Silicio e dei contatti metallici rappresenta la resistenza interna al flusso di corrente generata e dipende dalle resistenze di contatto, dallo spessore della giunzione P-N e dalle impurità presenti. La resistenza di shunt R_{sh} rappresenta le perdite dovute alle correnti di dispersione che si richiudono all'interno della cella. In una cella ideale si avrebbe $R_s=0$ e $R_{sh}=0$, mentre in una cella al Silicio di elevata qualità si ha una $R_s=0,05\div 0,1\Omega$ ed una $R_{sh}=200\div 300\Omega$. L'efficienza di conversione della cella avverte ampiamente anche di una piccola variazione di R_s , mentre è condizionata molto meno da una variazione di R_{sh} .

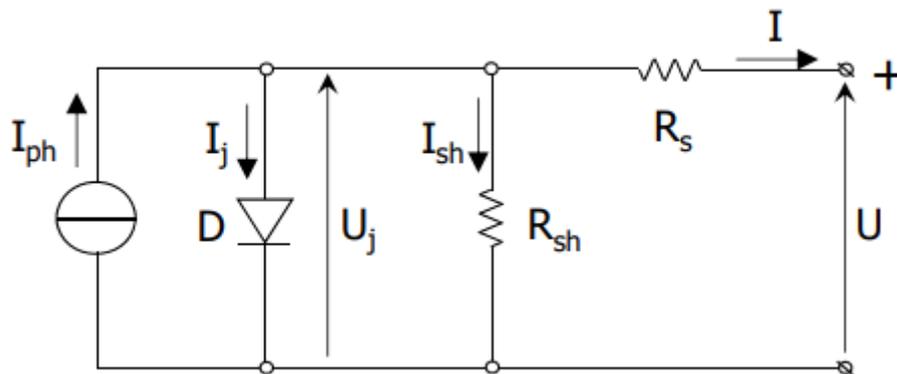


Figura 2.21: Circuito equivalente della cella PV

Nel momento in cui il carico non assorbe corrente ($I=0$) si presenta la tensione a vuoto V_{oc} , data dalla seguente espressione:

$$V_{oc} = R_{sh} \cdot I_{sh} \quad (2.1)$$

La corrente di diodo è fornita dalla relazione classica della corrente diretta:

$$I_j = I_o \cdot \left[e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad (2.2)$$

dove:

- I_o è la corrente di saturazione del diodo;
- Q è la carica dell'elettrone ($1,6 \cdot 10^{-19} C$);
- A è il fattore di identità del diodo e dipende dai fattori di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per il silicio cristallino è circa 2);
- k è la costante di Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$);
- T è la temperatura assoluta in gradi K .

La corrente erogata al carico è dunque data dall'espressione:

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh} = I_{ph} - I_o \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

L'ultimo termine, la corrente di dispersione verso terra I_{sh} , risulta trascurabile rispetto alle altre due correnti nelle celle ordinarie. Di conseguenza, la corrente di saturazione del diodo può essere calcolata sperimentalmente applicando in una cella non illuminata la tensione a vuoto V_{oc} e determinando all'interno della cella la corrente fluente.

2.8.1 Caratteristica corrente-tensione del modulo PV

Il comportamento di una cella fotovoltaica è equivalente a quello di un diodo. Pertanto, al buio, la sua caratteristica è analoga a quella di un diodo e nel momento in cui viene illuminata, tale caratteristica, trasla verticalmente verso il basso di una quantità pari alla corrente foto-generata, comportandosi come un generatore di corrente.

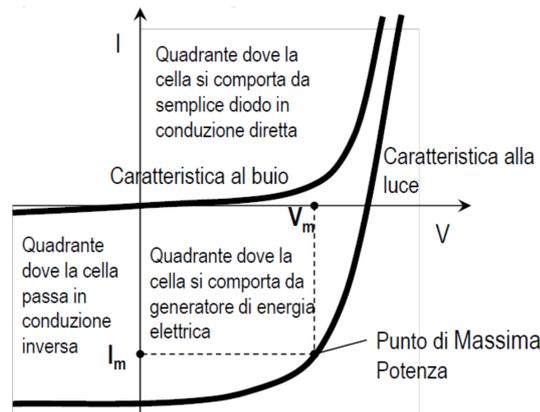


Figura 2.22: Caratteristica I-V in condizioni di buio e non

La caratteristica corrente-tensione di un modulo fotovoltaico è raffigurata in Figura 2.23. La corrente generata (I_{sc}) è massima in condizioni di corto circuito, mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). In entrambe le condizioni la potenza elettrica generata dal modulo è nulla, invece in tutte le altre condizioni, la potenza prodotta aumenta all'aumentare della tensione, raggiungendo inizialmente il punto di massima potenza (P_m) per poi diminuire repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.

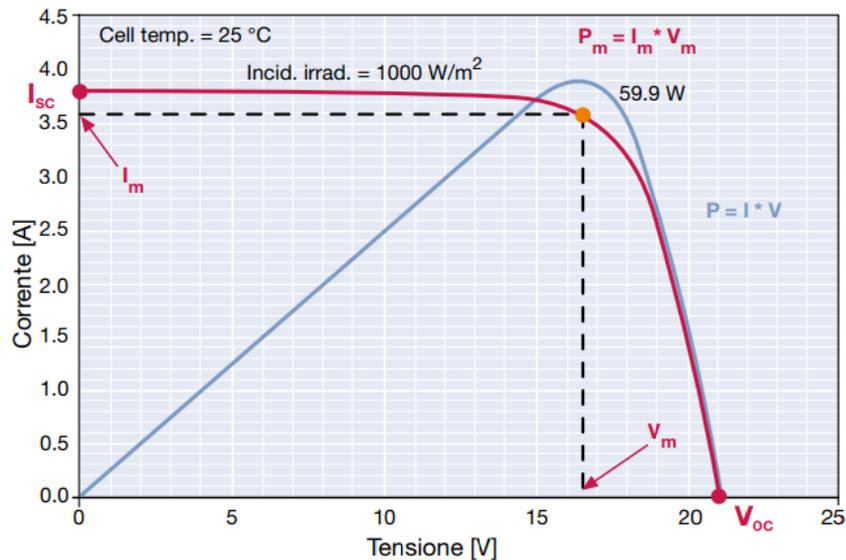


Figura 2.23: Caratteristica I-V di un modulo PV [2]

Dunque, i dati distintivi di un modulo fotovoltaico si sintetizzano in:

- I_{sc} corrente di corto circuito;
- V_{oc} tensione a vuoto;
- P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
- I_m corrente nel punto di massima potenza;
- V_m tensione nel punto di massima potenza;
- FF fattore di riempimento.

Il fattore di riempimento o Fill Factor è un parametro che determina la forma della curva della caratteristica I-V ed è utile per confrontare le prestazioni di una cella, più è elevato migliori sono le prestazioni. I valori tipici per il silicio cristallino (c-Si)

sono 0,7-0,8, mentre per il silicio amorfo (a-Si) sono 0,5-0,6.

$$FF = \frac{V_m}{V_{oc}} \cdot \frac{I_m}{I_{sc}} \quad (2.4)$$

Nel caso in cui ad una cella fotovoltaica è applicata tensione dall'esterno in senso opposto rispetto a quello di normale funzionamento, la corrente generata resta costante e la potenza è assorbita dalla cella. Oltre un determinato valore di tensione inversa, definita tensione di "breakdown", la giunzione P-N si perfora, come accade in un diodo, e la corrente raggiunge un elevato valore danneggiando la cella. In mancanza di luce, la corrente prodotta per tensione inversa fino alla tensione di "breakdown" è nulla, in seguito si ha una corrente di scarica in modo analogo alle condizioni di illuminamento (Figura 2.24 - quadrante sinistro).

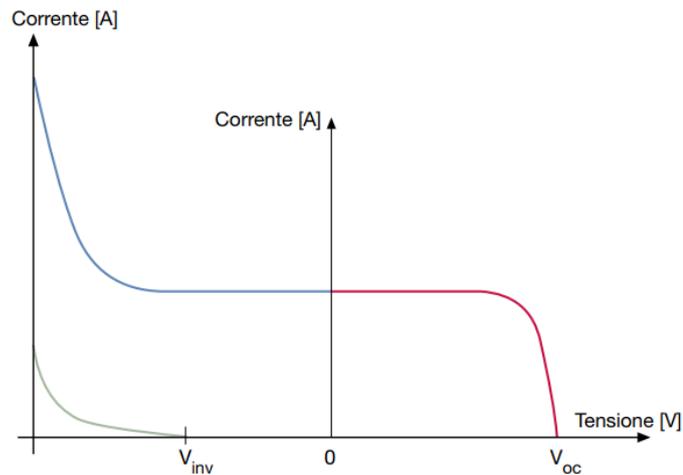


Figura 2.24: Caratteristica I-V di un modulo PV evidenziando la tensione inversa [2]

2.8.2 Dipendenza della caratteristica I-V da irradianza, temperatura e ombreggiamenti

Esiste una dipendenza della caratteristica I-V rispetto all'irraggiamento ed alla temperatura. In funzione dell'irraggiamento incidente sulle celle fotovoltaiche, la caratteristica I-V delle stesse si modifica come riportato in Figura 2.25. Con il diminuire dell'irraggiamento proporzionalmente si riduce la corrente fotovoltaica prodotta, mentre la variazione della tensione a vuoto è minima. In realtà, l'efficienza di conversione, entro il range di normale funzionamento delle celle non è condizionata dalla variazione dell'irraggiamento, il che implica che essa è la medesima sia in una giornata serena che nuvolosa. Pertanto, con cielo nuvoloso, la minor

potenza generata è riconducibile ad una ridotta produzione di corrente per minor irraggiamento e non ad una diminuzione dell'efficienza.

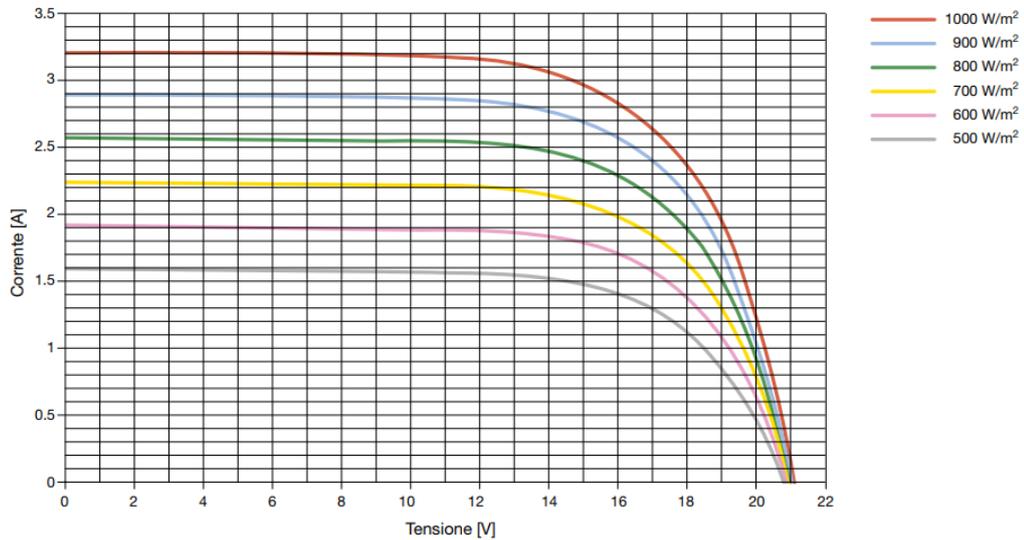


Figura 2.25: Dipendenza della caratteristica I-V dall'irradianza [2]

Contrariamente al caso precedente all'aumentare della temperatura dei moduli fotovoltaici, la corrente generata rimane praticamente invariata, mentre decresce la tensione e con essa si ha una riduzione delle prestazioni dei moduli in termini di potenza elettrica prodotta, come mostrato in Figura 2.26.

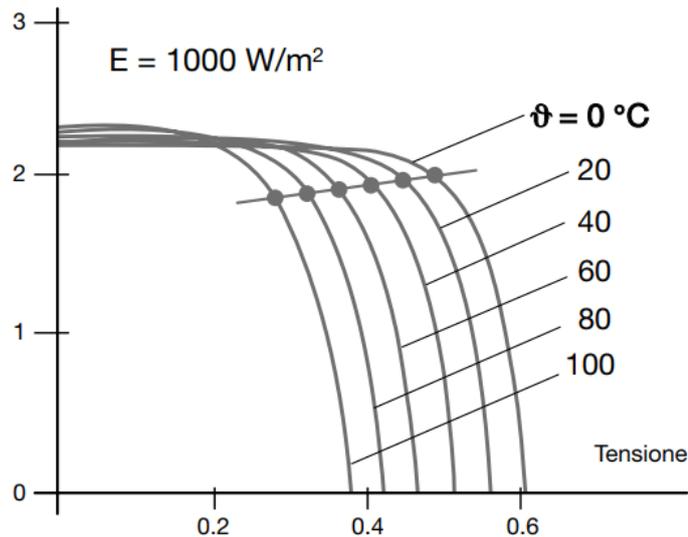


Figura 2.26: Dipendenza della caratteristica I-V dalla temperatura [2]

La variazione della tensione a vuoto V_{oc} di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard $V_{oc, stc}$, in funzione della temperatura di lavoro delle celle T_{cel} , è determinata dalla seguente equazione:

$$V_{oc}(T) = V_{oc, stc} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad (2.5)$$

dove:

- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura e dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico;
- N_s è il numero di celle in serie al modulo.

Pertanto, al fine di eludere un'esorbitante riduzione delle prestazioni è necessario tenere sotto controllo la temperatura in esercizio cercando di fornire ai moduli un'ottima ventilazione che limiti la variazione di temperatura stessa su di essi. In tal modo, si può ridurre la perdita di energia per effetto della temperatura (rispetto ai $25^\circ C$ delle condizioni standard) ad un valore intorno al 7%.

Tenendo conto dell'area occupata dai moduli di un impianto fotovoltaico, può capitare che una parte di essi, nonché una o più celle, venga ombreggiata da camini, nuvole, alberi, foglie che si depositano o da moduli fotovoltaici installati nei dintorni. In caso di ombreggiamento, una cella fotovoltaica composta da una giunzione P-N cessa di produrre energia divenendo così un carico passivo. Pertanto, tale cella si comporta come un diodo che blocca la corrente generata dalle altre celle connesse in serie con la conseguente compromissione di tutta la produzione del modulo.

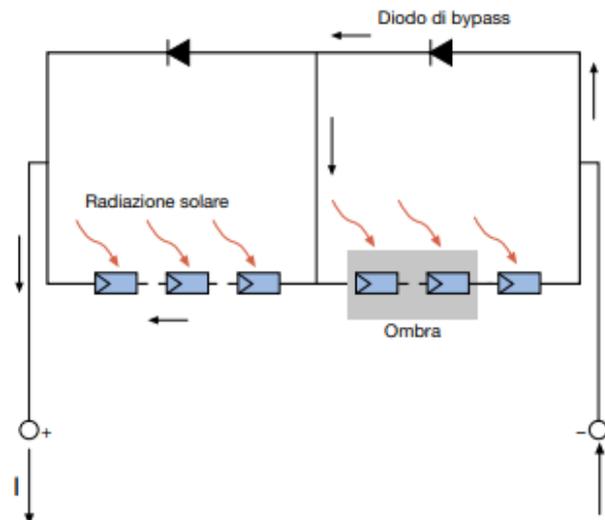


Figura 2.27: Diodi di by-pass installati per ciascun modulo [2]

In aggiunta, il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle che può causare la perforazione della giunzione con surriscaldamento localizzato (hot spot) e danni al modulo. Al fine di impedire che una o più celle ombreggiate vanifichino la produzione in un'intera stringa, a livello dei moduli vengono introdotti dei diodi di by-pass che cortocircuitano la parte di modulo danneggiata o in ombra. In tal modo si garantisce il funzionamento del modulo pur con un'efficienza ridotta. In linea teorica occorrerebbe integrare un diodo di by-pass in parallelo ad ogni singola cella, ma ciò sarebbe troppo oneroso nel rapporto costi/benefici. Perciò, come mostrato in Figura 2.27, vengono installati usualmente 2÷4 diodi di by-pass per modulo.

2.9 Schema circuitale di connessione alla rete

Tramite lo schema semplificato in Figura 2.28 viene rappresentato un impianto fotovoltaico collegato alla rete, il quale alimenta un impianto utilizzatore. In seguito attraverso un generatore ideale di tensione, il cui valore risulta indipendente dalle condizioni di carico dell'impianto utilizzatore, viene esplicitata mediante uno schema la rete di alimentazione, supposta a potenza di corto circuito infinita. Il generatore fotovoltaico è a sua volta rappresentato in maniera differente tramite un generatore ideale di corrente, con corrente costante a parità di irraggiamento, mentre l'impianto utilizzatore viene designato attraverso una resistenza R_u .

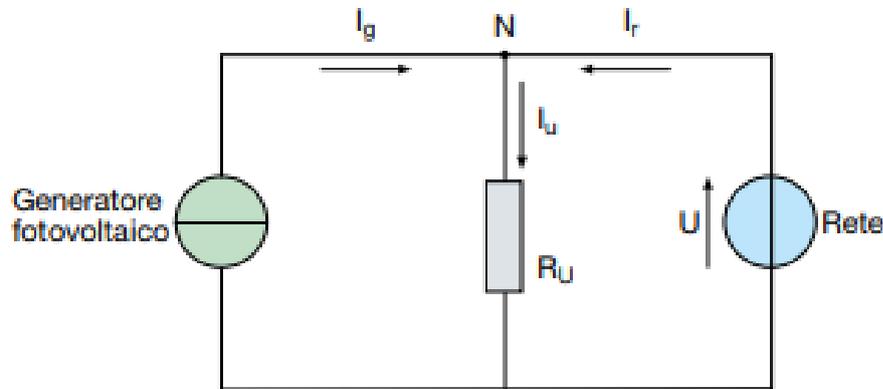


Figura 2.28: Schema circuitale di connessione alla rete [2]

Come illustrato in Figura 2.28 nel nodo N convergono le correnti I_g ed I_r , le quali provengono rispettivamente dal generatore fotovoltaico e dalla rete, ed esce la corrente I_u assorbita dall'impianto utilizzatore:

$$I_u = I_g + I_r \quad (2.6)$$

Noto che la corrente sul carico risulta anche essere il rapporto tra la tensione di rete U e la resistenza del carico stesso R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad (2.7)$$

Pertanto, la relazione 2.6 diventa:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad (2.8)$$

Se nell'equazione 2.8 si pone $I_g = 0$, come ad esempio è possibile che si verifichi nel corso delle ore notturne, la corrente che il carico assorbe dalla rete risulta:

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad (2.9)$$

D'altra parte, se tutta la corrente generata dall'impianto fotovoltaico è assorbita dall'impianto utilizzatore, la corrente fornita dalla rete si annulla e pertanto la relazione 2.8 diventa:

$$I_g = \frac{U}{R_u} \quad (2.10)$$

Se all'aumentare dell'irraggiamento solare la corrente generata I_g diviene superiore di quella richiesta dal carico I_u , la corrente I_r diventa negativa, ovvero non è più prelevata bensì immessa in rete. Moltiplicando i termini dell'equazione 2.6 per la tensione di rete U è possibile fare le precedenti considerazioni anche in termini di potenze, assumendo come:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_u}$ la potenza assorbita dall'impianto utilizzatore;
- $P_g = U \cdot I_g$ la potenza generata dall'impianto fotovoltaico;
- $P_r = U \cdot I_r$ la potenza fornita dalla rete.

2.10 Potenza nominale di picco

La potenza nominale di picco, espressa in kW_p , è la potenza elettrica che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare in condizioni di prova standard (STC):

- $1 \text{ kW}/m^2$ di irraggiamento perpendicolare ai moduli;
- $25^\circ C$ di temperatura delle celle;
- massa d'aria (AM) pari a 1,5.

La produzione energetica fotovoltaica è condizionata dalla massa d'aria, la quale è un'indice dell'andamento della densità spettrale di potenza della radiazione solare. Quest'ultima, infatti, ha uno spettro con una caratteristica W/m^2 -lunghezza d'onda che varia anche in funzione della densità dell'aria. Come mostrato in Figura 2.29, la superficie gialla indica la radiazione perpendicolare alla superficie terrestre assorbita dall'atmosfera, mentre la superficie blu rappresenta la radiazione solare che effettivamente raggiunge la superficie terrestre. La differenza dell'andamento delle due curve fornisce un'indicazione della variazione dello spettro dovuto alla massa d'aria⁵.

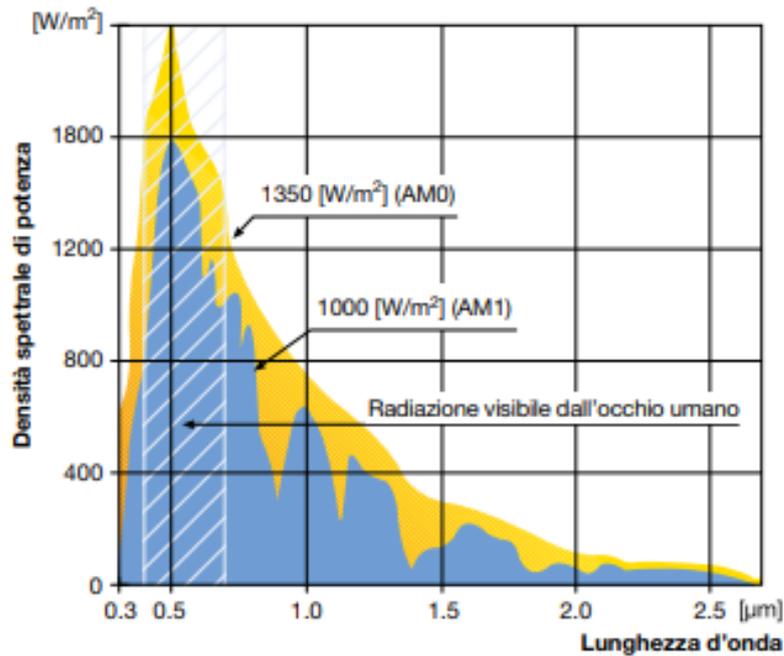


Figura 2.29: Densità spettrale di potenza in funzione della lunghezza d'onda [2]

L'indice di massa d'aria AM si determina nel seguente modo:

$$AM = \frac{P}{P_o \cdot \sin(h)} \quad (2.11)$$

dove:

- P è la pressione atmosferica rilevata nel punto e nell'istante considerati [Pa];
- P_o è la pressione atmosferica di riferimento a livello del mare [$1,013 \cdot 10^5 Pa$];

⁵I buchi nell'irraggiamento corrispondono alle frequenze della radiazione solare assorbite dal vapore acqueo presente nell'atmosfera.

- h è l'angolo di zenit, ossia l'angolo di elevazione del Sole sull'orizzonte locale nell'istante considerato.

I valori notevoli di AM, rappresentati in Figura 2.30, sono:

- AM=0 al di fuori dell'atmosfera dove $P=0$;
- AM=1 a livello del mare in una giornata con cielo sereno e Sole allo zenit ($P=P_o$, $\sin(h) = 1$);
- AM=2 a livello del mare in una bella giornata con il Sole a 30° sopra l'orizzonte ($P=P_o$, $\sin(h) = \frac{1}{2}$).

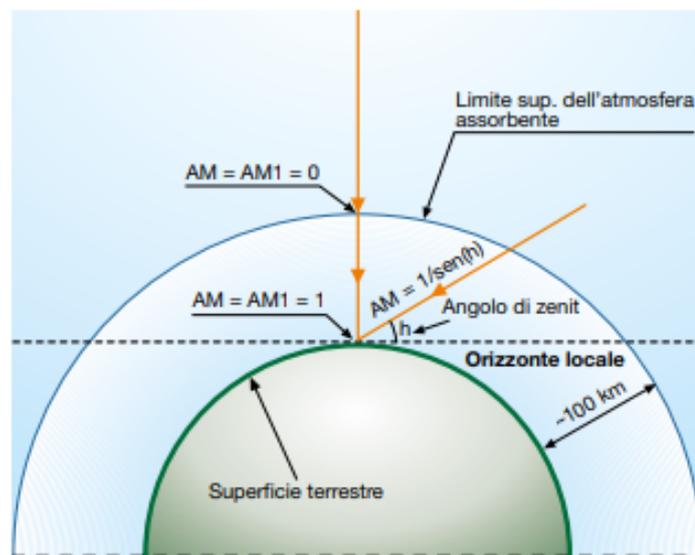


Figura 2.30: Valori notevoli di AM [2]

2.11 Produzione energetica annua attesa

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale impiegato solitamente per un generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. In alcuni casi, come per gli impianti fotovoltaici stand-alone, il criterio di progettazione potrebbe essere quello di ottimizzare la produzione energetica in specifici periodi dell'anno.

L'energia elettrica che un impianto fotovoltaico è in grado di produrre nell'arco di un anno dipende sostanzialmente da:

- disponibilità della radiazione solare;

- orientamento ed inclinazione dei moduli;
- rendimento dell'impianto fotovoltaico.

Dal momento che l'irraggiamento solare è variabile nel tempo, per determinare l'energia elettrica che l'impianto è in grado di produrre in uno specifico intervallo di tempo si prende in considerazione la radiazione solare riguardante quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli siano proporzionali all'irraggiamento.

I valori della radiazione solare media in Italia si possono desumere da:

- norma UNI 10349: riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici;
- atlante solare europeo che si basa sui dati registrati dal CNR-IFA (Istituto di Fisica dell'Atmosfera) nel decennio 1966-1975. Riporta mappe isoradiative del territorio italiano ed europeo su superficie orizzontale o inclinata;
- banca dati ENEA: dal 1994 l'ENEA raccoglie i dati della radiazione solare sull'Italia, attraverso le immagini del satellite Meteosat. Le mappe sino ad ora ottenute sono state riportate in due pubblicazioni: una relativa all'anno 1994 ed un'altra riguardante il periodo 1995-1999.

La radiazione solare annua per una data località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, in quanto deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi di rilevazione diversi. Peraltro, questi dati sono soggetti alla variazione delle condizioni meteorologiche da un anno all'altro. Di conseguenza, i valori di radiazione possiedono un significato probabilistico, ossia un valore atteso e non certo.

Partendo dalla radiazione media annuale E_{ma} per ricavare l'energia attesa prodotta all'anno E_p per ciascun kW_p si procede mediante la formula seguente:

$$E_p = E_{ma} \cdot \eta_{BOS} \quad (2.12)$$

dove:

η_{BOS} (Balance Of System) è il rendimento complessivo di tutti i componenti dell'impianto fotovoltaico a valle dei moduli. In un impianto correttamente progettato ed installato, tale rendimento, può essere compreso tra 0,75 e 0,85.

Prendendo invece in considerazione la radiazione media giornaliera E_{mg} , per ricavare l'energia attesa prodotta all'anno per ciascun kW_p si utilizza la seguente espressione:

$$E_p = E_{mg} \cdot 365 \cdot \eta_{BOS} \quad (2.13)$$

2.12 Inclinazione ed orientamento dei moduli

Il massimo rendimento di un modulo solare si avrebbe qualora l'incidenza dei raggi solari fosse sempre di 90° . Però, nella realtà, l'incidenza della radiazione solare varia sia con la latitudine, sia nel corso dell'anno con la declinazione solare. In effetti, a causa dell'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre di circa $23,45^\circ$ rispetto al piano dell'orbita della Terra intorno al Sole, ad una data latitudine, l'altezza dello stesso sull'orizzonte varia giorno per giorno. Come illustrato in Figura 2.31, il Sole si trova a 90° rispetto alla superficie terrestre (Zenit) all'equatore nei due giorni d'equinozio e lungo i paralleli dei tropici nei due giorni di solstizio.

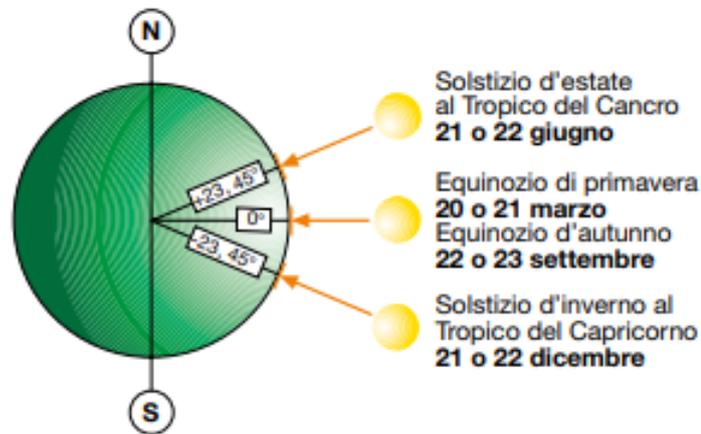


Figura 2.31: Posizione del Sole rispetto alla superficie terrestre [2]

Il Sole, al di fuori delle latitudini dei tropici, non potrà mai raggiungere lo Zenit rispetto alla superficie terrestre, ma sarà comunque alla sua massima altezza (dipendente dalla latitudine) rispettivamente nel giorno di solstizio d'inverno nell'emisfero australe e nel giorno di solstizio d'estate nell'emisfero boreale. Pertanto, nel caso in cui si vogliono inclinare i moduli in modo da essere colpiti perpendicolarmente dai raggi solari a mezzogiorno del giorno più lungo dell'anno, occorre conoscere la massima altezza in gradi che il Sole raggiunge sopra l'orizzonte in tal momento, attraverso la formula seguente:

$$\alpha = 90^\circ - lat + \delta \quad (2.14)$$

dove:

- lat è il valore in gradi della latitudine del sito d'installazione dei moduli;
- δ è l'angolo di declinazione solare ($23,45^\circ$).

Facendo il complementare dell'angolo α ($90^\circ - \alpha$), si ricava l'angolo di inclinazione, denominato angolo tilt β , dei moduli rispetto al piano orizzontale in modo che essi vengano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari nel momento suddetto⁶. Nonostante ciò, conoscere l'angolo α non è sufficiente al fine di determinare l'orientamento ottimale dei moduli. Pertanto, come mostrato in Figura 2.32, è necessario tenere in considerazione anche il percorso solare nella volta celeste nei differenti periodi dell'anno, per cui l'angolo di tilt dovrebbe essere mediato tenendo conto di tutti i giorni dell'anno⁷. Questo permette di ottenere una radiazione complessiva annuale captata dai moduli, quindi una produzione energetica annuale, maggiore rispetto a quella che si avrebbe nella situazione precedente di irraggiamento perpendicolare ai moduli durante il solstizio.

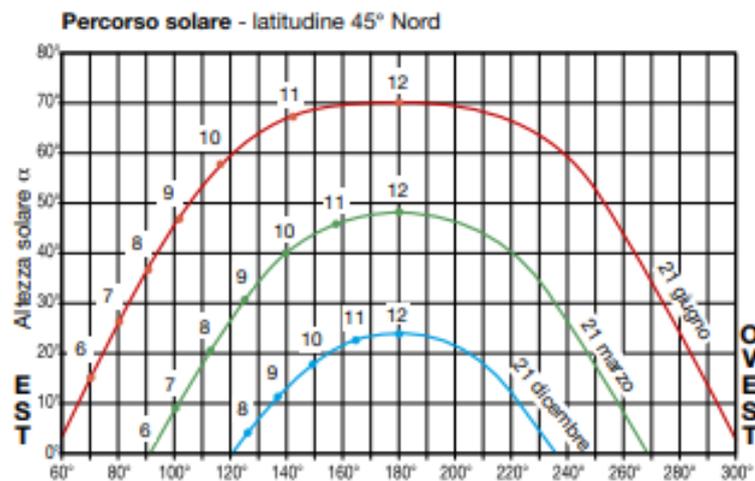


Figura 2.32: Percorso solare nei diversi periodi dell'anno [2]

I moduli di tipo fisso andrebbero orientati per quanto possibile a sud nell'emisfero boreale⁸ al fine di disporre di un maggior irraggiamento della superficie dei moduli alle h12 locali ed una maggiore radiazione complessiva giornaliera intercettata dai moduli. L'orientamento dei moduli può essere indicato con l'angolo di Azimut⁹ (γ) di

⁶Sui tetti inclinati l'angolo di tilt è determinato dall'inclinazione del tetto stesso.

⁷In Italia l'inclinazione ottimale è approssimativamente di 30° .

⁸Dato che l'irraggiamento solare è massimo a mezzogiorno, la superficie del collettore deve essere quanto più possibile orientata verso sud. Viceversa, nell'emisfero australe l'orientamento ottimale è ovviamente il nord.

⁹In astronomia l'angolo di Azimut è definito come la distanza angolare lungo l'orizzonte, misurata partendo da nord (0°) in direzione est, con l'intersezione del cerchio verticale passante per l'oggetto.

scostamento rispetto alla direzione ottimale verso sud (per i siti nell'emisfero boreale) oppure verso nord (per i siti nell'emisfero australe). I valori negativi dell'angolo di Azimut indicano un orientamento verso est, mentre i valori positivi un orientamento verso ovest. Nei moduli installati a terra, la combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento stabilisce l'esposizione dei moduli stessi (Figura 2.33). Invece, nel caso in cui i moduli sono installati sul tetto degli edifici, l'esposizione stessa risulta vincolata dall'inclinazione e dall'orientamento delle falde del tetto. Come si evince dalla Figura 2.34, ottimi risultati si ottengono mediante collettori orientati verso sud-est o verso sud-ovest con uno scostamento dal punto cardinale sud fino a 45°. Maggiori scostamenti possono essere compensati attraverso un leggero ampliamento della superficie dei collettori.

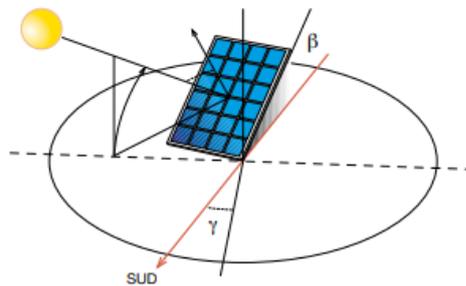


Figura 2.33: Combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento dei moduli [2]

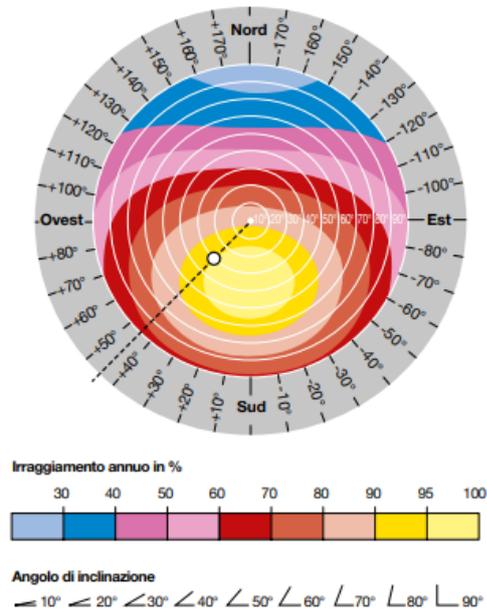


Figura 2.34: Irraggiamento annuo ed angolo di inclinazione [2]

Un modulo non orizzontale riceve, oltre alla radiazione diretta e diffusa, anche la radiazione riflessa dalla superficie circostante in cui si trova, definita componente di albedo. Generalmente si assume un fattore di albedo pari a 0,2. Infine, per una prima valutazione della producibilità annua di energia elettrica di un impianto fotovoltaico è generalmente sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale dei coefficienti correttivi.

2.13 Principio di funzionamento degli inverter

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter che converte la corrente continua in alternata controllando la qualità della potenza in uscita per l'immissione in rete anche tramite un filtro L-C interno all'inverter stesso. La Figura 2.35 illustra lo schema di principio di un inverter.

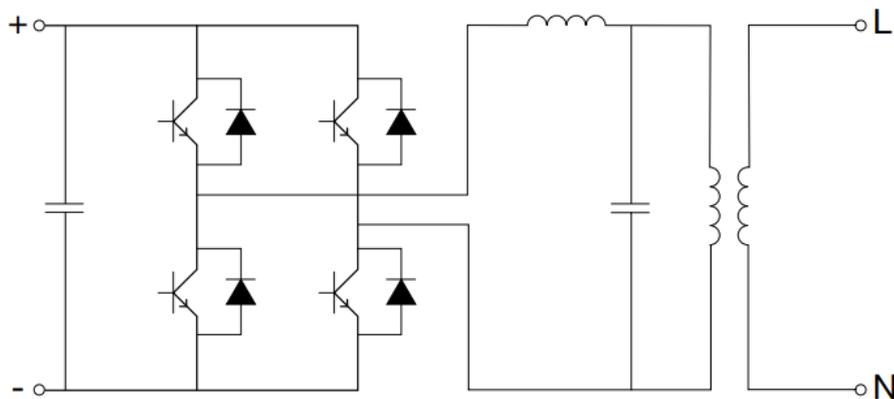


Figura 2.35: Schema di principio di un inverter monofase [2]

I primi inverter si basavano su interruttori elettronici a tiristori (SCR) e potevano trasferire potenza dal lato DC al lato AC solo in presenza della tensione di rete (line commutated). I tiristori, nel momento in cui sono in polarizzazione diretta, si chiudono solamente in ritardo rispetto al segnale di riferimento (V_{rete} a 50/60 Hz), e questo comporta assorbimento di potenza reattiva dalla rete. Inoltre, i tiristori non sono comandabili in apertura ma si spengono al naturale raggiungimento dello zero della corrente. L'utilizzo dei transistor ha permesso di produrre forme d'onda alternate e trasferire potenza dal lato DC al lato AC in assenza della tensione di rete (self commutated). I transistor di potenza, MOSFET e IGBT, sono interruttori elettronici, comandabili in chiusura ed apertura, in anticipo e in ritardo rispetto a un segnale di riferimento che viene generato da un "clock" interno al convertitore. Ciò significa che è possibile generare o assorbire potenza reattiva con forme d'onda a basso contenuto armonico rispetto agli inverter a tiristori (onda quadra).

L'SCR è formato da quattro strati drogati diversamente e quindi contiene tre giunzioni J_1 , J_2 e J_3 . Esso è caratterizzato da tre terminali, ovvero l'anodo connesso alla zona P più esterna, il catodo connesso alla zona N più esterna ed infine il gate connesso alla zona P più interna (Figura 2.36).

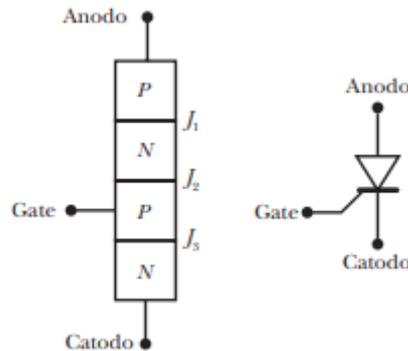


Figura 2.36: Struttura e simbolo circuitale di un SCR

I MOSFET sono caratterizzati dai morsetti gate, drain e source. Il segnale di comando è la tensione $v_{GS}(t)$, mentre la tensione di uscita è $v_{DS}(t)$ e le perdite $R_{DS} \cdot i_D^2$ sono funzione della resistenza drain-source.

Invece, gli IGBT sono caratterizzati dai morsetti gate, collector ed emitter. Il segnale di comando è la tensione $v_{GE}(t)$, mentre la tensione di uscita è la $v_{CE}(t)$ (Figura 2.37).

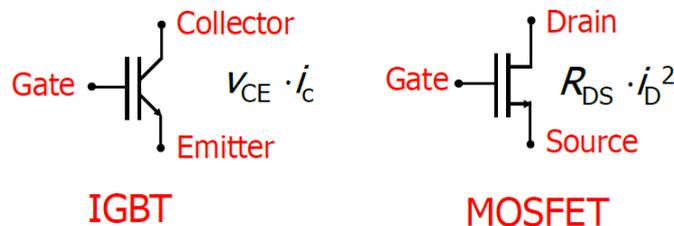


Figura 2.37: Simboli circuitali IGBT e MOSFET

I transistor, utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura-chiusura che nella forma più semplice fornirebbe un'onda quadra in uscita. Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata a modulazione della larghezza d'impulso, definita PWM (Pulse Width Modulation), che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita, come mostrato in Figura 2.38. Si attua un confronto tra una forma d'onda triangolare (portante), generata con un clock al quarzo, e la forma d'onda sinusoidale da riprodurre (modulante). La portante è in

alta frequenza ($f_{port} = 1 \div 500kHz$) e la modulante è a $f_{rete}=50$ o $60Hz$. I parametri di regolazione sono l'indice di modulazione $m \leq 1$, definito come il rapporto tra l'ampiezza della sinusoide e quella della triangolare, e l'angolo di fase rispetto alla modulante.

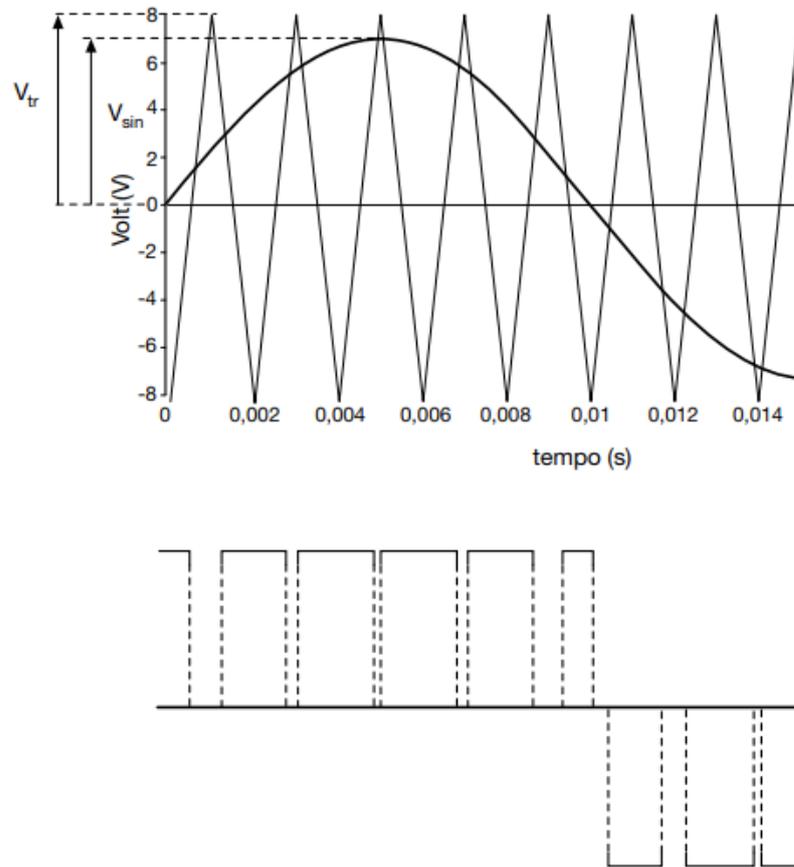


Figura 2.38: Principio di funzionamento della tecnica PWM [2]

$$m = \frac{V_{sin}}{V_{tr}} < 1 \quad (2.15)$$

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare. Al fine di massimizzare l'energia generata dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, cosicché il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal proposito viene impiegato nell'inverter un chopper controllato definito inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: Maximum Power Point Tracking) in grado di identificare istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

Schematicamente gli inverter a transistor si differenziano in base al trasformatore di interfaccia con il carico:

- con trasformatore in bassa frequenza ($50/60\text{Hz}$), di forma toroidale (ingombrante), se monofase;
- con trasformatore in alta frequenza ($20\div 100\text{kHz}$) in ferrite (di ridotte dimensioni) per ridurre le perdite nel ferro;
- senza trasformatore ma con convertitore DC-DC con ampio campo di variazione di tensione.

Soltanto con il trasformatore a bassa frequenza si ottiene l'isolamento galvanico, ossia la separazione elettrica tra il circuito primario e il circuito secondario. Il trasformatore in alta frequenza presenta parametri capacitivi parassiti tra primario e secondario, che non garantiscono l'isolamento galvanico. I trasformatori eliminano eventuali componenti continue al secondario, pur a prezzo di una certa saturazione del nucleo ferromagnetico.

Le specifiche, tipiche per gli inverter "grid-connected", sono :

- alto rendimento di conversione ($\eta > 90\%$ per potenze decrescenti fino al 10% della nominale) e basse perdite a vuoto ($P_0 < 1\%$);
- fattore di potenza $\cos \varphi \approx 0,9$;
- bassa distorsione armonica della corrente di uscita ($\text{THD} < 5\%$ alla potenza nominale);
- inseguimento del punto di massima potenza (MPPT);
- capacità di limitare la potenza d'ingresso dal generatore fotovoltaico spostandone il punto di funzionamento;
- bassa ondulazione (ripple) sulla tensione DC;
- accensione e spegnimento automatici con basse soglie di irradianza.

L'inverter a transistor, a differenza di quello a tiristori, può erogare potenza attiva e reattiva in assenza della tensione di rete e quindi qualora la rete venisse staccata, esso tenderebbe a restare acceso ma, essendo dotato di MPPT e lavorando a $\cos \varphi \approx 1$, sarebbe impossibilitato a mantenere il regolare flusso di potenza attiva e reattiva con conseguente instabilità di tensione. Queste perturbazioni di tensione sarebbero prontamente rilevate dalle protezioni di interfaccia, ovvero relè di sovra-tensione, sotto-tensione e di frequenza, che disattiverebbero l'inverter.

2.14 Principio di funzionamento del MPPT

L'inseguitore della massima potenza, MPPT è l'insieme di un convertitore DC/DC e di un'opportuna tecnica di controllo. I convertitori DC/DC sono di vario tipo, ovvero abbassatori (step down o buck), elevatori (step up o boost) oppure misti (buck-boost). I componenti chiave sono transistor (switch), diodi di ricircolo, induttori e condensatori.

La tecnica di controllo si attua secondo vari algoritmi:

1. **conduttanza incrementale** (il più preciso) si basa sulla misura della conduttanza istantanea ed il confronto col valore precedente per capire come variare V ;
2. **perturba e osserva** (P&O, il più usato) con variazioni prefissate di tensione ($\Delta V < 0$ o $\Delta V > 0$) nella direzione che produce variazioni positive di potenza;
3. **a tensione costante** (il meno preciso), misurando la tensione a vuoto V_{oc} e imponendo una tensione di lavoro proporzionale a V_{oc} ($0,75 \leftrightarrow 0,85 \cdot V_{oc}$).

L'irraggiamento solare che colpisce i moduli fotovoltaici possiede una natura variabile in funzione della stagione, dell'ora del giorno, della latitudine e dell'orientamento del campo solare. In seguito, per ciascuna cella è possibile calcolare, nel corso della giornata, delle ombre che possono essere prevedibili, come nel caso di un edificio ubicato in prossimità del campo solare oppure imprevedibili come quelle determinate dalle nuvole. In aggiunta, la quantità di energia generata da ogni cella fotovoltaica dipende dall'irraggiamento e dalla sua temperatura. Da tali considerazioni emerge l'esigenza di identificare istante per istante il punto specifico sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico in cui risulti massimo il trasferimento di potenza verso rete. Il Maximum Power Point Tracking è un dispositivo integrato negli inverter che, generalmente, in ciascun istante visualizza i valori di corrente e tensione calcolandone il prodotto, ovvero la potenza, e provocando piccole variazioni all'interno dei parametri di conversione (duty cycle), esso è capace di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta funzionando in condizioni di massima potenza oppure no. Inoltre, gli MPPT vengono utilizzati in quanto un impianto fotovoltaico in assenza di essi può funzionare ugualmente, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno energia.

Come appena anticipato, l'irraggiamento solare su una superficie captante, quale può essere quella di un impianto fotovoltaico, ha carattere altamente variabile essendo dipendente dalla posizione del Sole rispetto a detta superficie. Per giunta è casuale, essendo influenzato dalla presenza-assenza del Sole. Una cella di un modulo fotovoltaico mostra, per diversi valori di temperatura, e per diversi valori di irraggiamento solare, una famiglia di curve caratteristiche, rappresentate nella Figura 2.39.

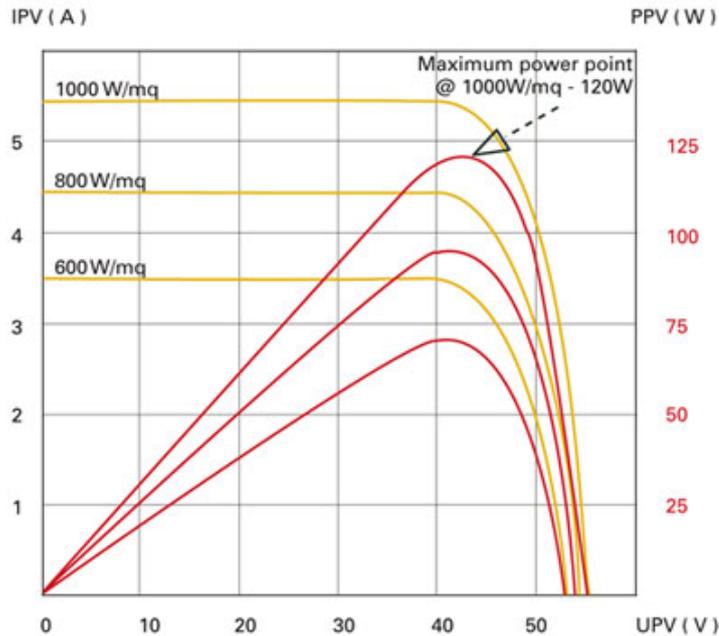


Figura 2.39: Curve caratteristiche [3]

Il punto di massima potenza, graficamente, corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica del generatore fotovoltaico per un certo valore della radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = \text{costante}$ corrispondente. Tale punto di tangenza varia istantaneamente in funzione delle condizioni di irraggiamento solare e al variare della temperatura. La funzione del MPPT è quella di determinare istante per istante tale punto, senza compiere errori, in modo tale da garantire la più elevata generazione di energia elettrica partendo dalla conformazione dell'impianto stesso .

2.15 Tensioni e correnti in un impianto PV

I moduli fotovoltaici generano una corrente di 4-10A ad una tensione di 30-40 V. Al fine di ricavare la potenza elettrica progettuale di picco, i moduli vengono connessi elettricamente in serie formando le stringhe, le quali a loro volta vengono poste in parallelo. La tendenza è di realizzare stringhe composte dal maggior numero di moduli possibile, data la complessità ed il costo di cablaggio, specialmente dei quadri di parallelo fra le stringhe stesse. Il massimo numero di moduli che possono essere connessi in serie, quindi la massima tensione raggiungibile, al fine di costituire una stringa è stabilito dal range di operatività dell'inverter e dalla disponibilità di dispositivi di sezionamento e protezione idonei all'utilizzo della tensione raggiunta. In particolar modo, la tensione dell'inverter è correlata, per motivi di efficienza,

alla sua potenza. Infatti, solitamente utilizzando un inverter avente una potenza inferiore a $10kW$, il range di tensione impiegato più comunemente è tra 250 e 750 V, mentre con potenze dell'inverter superiore a $10kW$, il range di tensione usuale è tra 500 e 900 V.

2.16 Calcolo convenzionale della producibilità

Nel progetto di un impianto PV connesso a rete è importante valutare, il più correttamente possibile, la producibilità annuale E_{AC} . Per calcolarla si possono utilizzare tali formule:

$$E_{AC} = H_g \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR \quad (2.16)$$

$$E_{AC} = P_N \cdot h_{eq} \cdot PR \quad (2.17)$$

dove:

- H_g irradiazione annuale sul piano inclinato [$\frac{kWh}{m^2}$];
- S_{PV} superficie totale del generatore PV [m^2];
- η_{STC} efficienza nominale dei moduli;
- P_N somma delle potenze di picco (STC¹⁰) [W];
- h_{eq} numero di ore equivalenti solari per anno [s];
- PR Performance Ratio (parametro di confronto degli impianti PV).

Un'altra interpretazione della formula implica il concetto di resa (yield) per la stima della producibilità giornaliera, mensile e annuale E_{AC} :

$$E_{AC} = P_N \cdot Y_R \cdot PR = P_N \cdot Y_F \quad (2.18)$$

dove:

- Y_R resa di riferimento o peak solar hours (H_g/G_{STC} in h/giorno, h/mese e h/anno);
- Y_F resa finale (E_{AC}/P_N in h/giorno, h/mese e h/anno);
- P_N somma delle potenze nominali dei moduli PV (STC);

¹⁰STC (Standard Test Condition)=condizioni standard ($G=1.000 W/m^2$; $T_a=25^\circ C$).

- PR rapporto di prestazione per confrontare gli impianti PV.

Varie fonti di perdita (o raramente guadagni) sono compresi nel PR, i principali sono:

1. tolleranza rispetto ai dati STC e mismatch intrinseco delle caratteristiche I-V dei moduli;
2. sporcizia e riflessione del vetro frontale;
3. spettro solare diverso da quello di riferimento (AM=1,5);
4. cablaggi, diodi di blocco, fusibili e interruttori;
5. sovra-temperature (o sotto) rispetto a 25°C;
6. illuminazione non-uniforme su tutti i moduli (shading effect);
7. MPP tracker e conversione DC/AC dell'inverter.

$$PR = \eta_{mis} \cdot \eta_{d-r} \cdot \eta_{spec} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{PCU} \quad (2.19)$$

I parametri della formula convenzionale di producibilità sono conoscibili con ridotta precisione e questo è un difetto importante:

- i dati di certificazione dei moduli PV sono ottenuti con prove in laboratorio a luce simulata su un campione ridotto della popolazione (<1%), i flash reports sono dati senza incertezza dal costruttore;
- il valore di progetto del PR è 0,75, ma i valori reali stanno nell'intervallo 0,55÷0,85;
- h_{eq} è calcolato con la Norma UNI 10349 del 1994.

Pertanto, si propone un nuovo significato dei simboli nella formula di producibilità. La procedura ha come scopo di ridurre le incertezze nella valutazione energetica e comprende due fasi, la prima con due prove sperimentali e la seconda con l'elaborazione del database delle variabili ambientali. La prova sulla potenza nominale dell'array PV tiene conto delle voci da 1 a 4, mentre la prova sull'efficienza dell'inverter permette di tener conto della voce 7. Riguardo il parametro h_{eq} e la voce 5, i dati di irradiazione e temperatura ambiente sono forniti dall'ARPA. Un semplice calcolo può essere eseguito per valutare l'irradiazione sull'angolo di tilt e le perdite di sovratemperatura mediante il fattore K_{Temp} . In definitiva, l'espressione della producibilità annuale viene riformulata nel seguente modo:

$$E_{AC} = P_M \cdot h_{eq} \cdot K_{Temp} \cdot \eta_{PCU} \quad (2.20)$$

Capitolo 3

Metodi di installazione e configurazioni

3.1 Integrazione architettonica

Negli ultimi anni l'integrazione architettonica dei moduli con le strutture degli edifici sta compiendo immensi passi grazie alla produzione dei moduli stessi, i quali per caratteristiche e per dimensioni sono capaci di rimpiazzare integralmente alcuni componenti.

Si possono definire tre macro-tipologie d'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici:

1. impianti non integrati;
2. impianti parzialmente integrati;
3. impianti con integrazione.

L'impianto non integrato è l'impianto avente i moduli installati al suolo, ossia i moduli posizionati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione con modalità differenti da quelle previste per le altre due tipologie.

L'impianto parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono collocati secondo le tipologie riportate in Tabella 3.1, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione senza sostituire il materiale da costruzione delle strutture stesse. I moduli sono installati in modo complanare al piano tangente o ai piani tangenti del tetto ad una altezza limitata.

1	Moduli fotovoltaici installati su tetti piani ovvero su coperture con pendenze fino a 5°
2	Moduli fotovoltaici installati su tetti a falda
3	Moduli fotovoltaici installati su tetti aventi caratteristiche diverse da quelli ai punti 1 e 2
4	Moduli fotovoltaici installati in qualità di frangisole

Tabella 3.1: Tipologie di collocazione dei moduli di un impianto parzialmente integrato

L'impianto con integrazione architettonica è l'impianto in cui i moduli sostituiscono, in tutto o in parte, la funzione di elementi architettonici di edifici quali coperture, superfici trasparenti o semitrasparenti sulle coperture, superfici opache verticali, superfici apribili e assimilabili (porte, finestre e vetrine anche se non apribili comprensive degli infissi). Pertanto, i moduli sono progettati e realizzati per eseguire oltre la funzione di generazione di energia elettrica anche funzioni architettoniche, come la protezione o regolazione termica dell'edificio (i moduli devono assicurare la conservazione dei livelli di fabbisogno energetico dell'edificio ed avere una trasmittanza termica comparabile con quella del componente architettonico rimpiazzato), la tenuta all'acqua e conseguente impermeabilizzazione della struttura edilizia sottesa e la tenuta meccanica comparabile con quella dell'elemento edilizio rimpiazzato.

3.2 Configurazione del campo solare

Il collegamento delle stringhe costituenti il campo solare dell'impianto fotovoltaico può verificarsi essenzialmente predisponendo di:

- un unico inverter per tutto l'impianto (impianto mono-inverter o ad inverter centralizzato);
- un inverter per ogni stringa;
- un inverter per più stringhe (impianto multi-inverter).

3.2.1 Impianto mono-inverter

Questa configurazione, mostrata in Figura 3.1, è impiegata nei piccoli impianti e con moduli dello stesso tipo aventi la stessa esposizione. Data la presenza di un solo inverter si hanno dei vantaggi economici in termini di riduzione dell'investimento

iniziale e degli oneri di manutenzione. Tuttavia l'avaria del singolo inverter provoca l'arresto della produzione dell'intero impianto. Inoltre, tale soluzione risulta poco adatta all'aumentare dell'estensione (e con essa della potenza di picco) dell'impianto PV, dal momento che si intensificano i problemi di protezione delle sovracorrenti ed i problemi provenienti da un diverso ombreggiamento, ovvero qualora l'esposizione dei moduli non è la medesima su tutto l'impianto. L'inverter regola il suo funzionamento tramite il MPPT, considerando i parametri medi delle stringhe connesse all'inverter stesso. Perciò, se tutte le stringhe sono collegate ad un singolo inverter, l'ombreggiamento o il guasto di una oppure una parte di esse implica una maggiore diminuzione delle prestazioni elettriche d'impianto a fronte delle altre configurazioni.

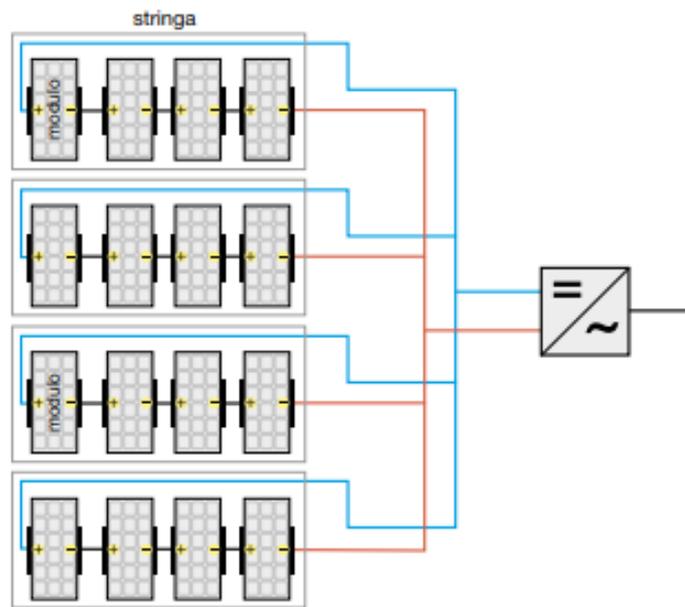


Figura 3.1: Impianto mono-inverter [2]

3.2.2 Impianto con un inverter per ogni stringa

In un impianto di medie dimensioni, ciascuna stringa può essere direttamente connessa ad un proprio inverter in modo da funzionare secondo il proprio punto di massima potenza. Con tale configurazione, rappresentata in Figura 3.2, il diodo di blocco al fine di evitare l'inversione della sorgente è tipicamente compreso nell'inverter, la diagnostica sulla produzione viene eseguita direttamente dall'inverter che può peraltro provvedere alla protezione dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni di origine atmosferica sul lato corto circuito. Inoltre, disponendo un inverter per

ciascuna stringa si limitano i problemi di accoppiamento tra moduli ed inverter e la riduzione delle prestazioni derivante da ombreggiamenti o diversa esposizione. Per giunta, in stringhe differenti possono essere impiegati moduli aventi caratteristiche diverse con un conseguente incremento del rendimento ed affidabilità dell'impianto intero.

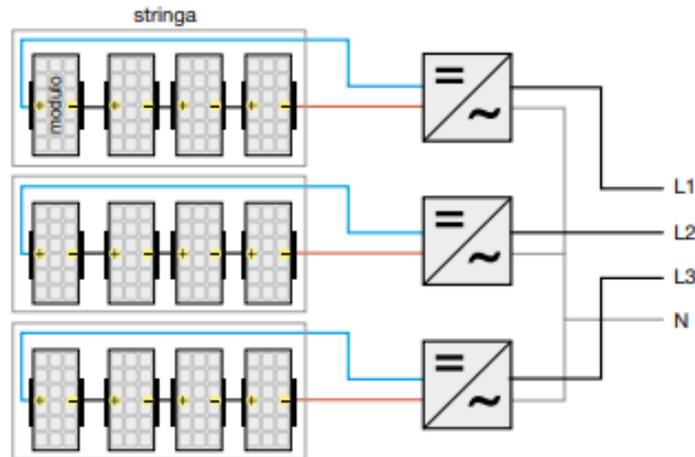


Figura 3.2: Impianto con un inverter per ogni stringa [2]

3.2.3 Impianto multi-inverter

Il campo fotovoltaico negli impianti di grandi dimensioni è solitamente suddiviso in più parti, ovvero sottocampi, ciascuno servito da un proprio inverter a cui sono connesse diverse stringhe in parallelo. Riguardo la configurazione precedente, in questo caso, illustrato in Figura 3.3, si ha un numero di inverter inferiore con conseguente riduzione dei costi di manutenzione e di investimento. Persiste comunque il vantaggio della riduzione dei problemi di ombreggiamento o diversa esposizione tra le stringhe e causati dall'utilizzo di moduli diversi, purché allo stesso inverter afferiscano le stringhe di sottocampo con moduli uguali tra loro, alle stesse condizioni di esposizione. Il guasto di un inverter, inoltre, non determina la perdita di produzione dell'intero impianto, come nel caso mono-inverter, bensì soltanto del corrispondente sottocampo. Per poter eseguire controlli di funzionamento e manutenzione, senza dover porre fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico è necessario che ciascuna stringa sia singolarmente sezionabile¹. Installando quadri

¹Si tenga presente che l'apertura del dispositivo di sezionamento non esclude il mantenimento della tensione lato d.c.

di parallelo sul lato d.c. occorre prevedere l'inserzione su ogni stringa di un dispositivo di protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti inverse, al fine di evitare l'alimentazione di stringhe ombreggiate o guaste da parte delle altre poste in parallelo. La protezione da sovracorrenti può essere ottenuta attraverso un fusibile o un interruttore termomagnetico, invece la protezione per corrente inversa con diodi di blocco². In tale configurazione la diagnostica dell'impianto è rinviata ad un sistema di supervisione che provvede alla verifica della produzione delle diverse stringhe.

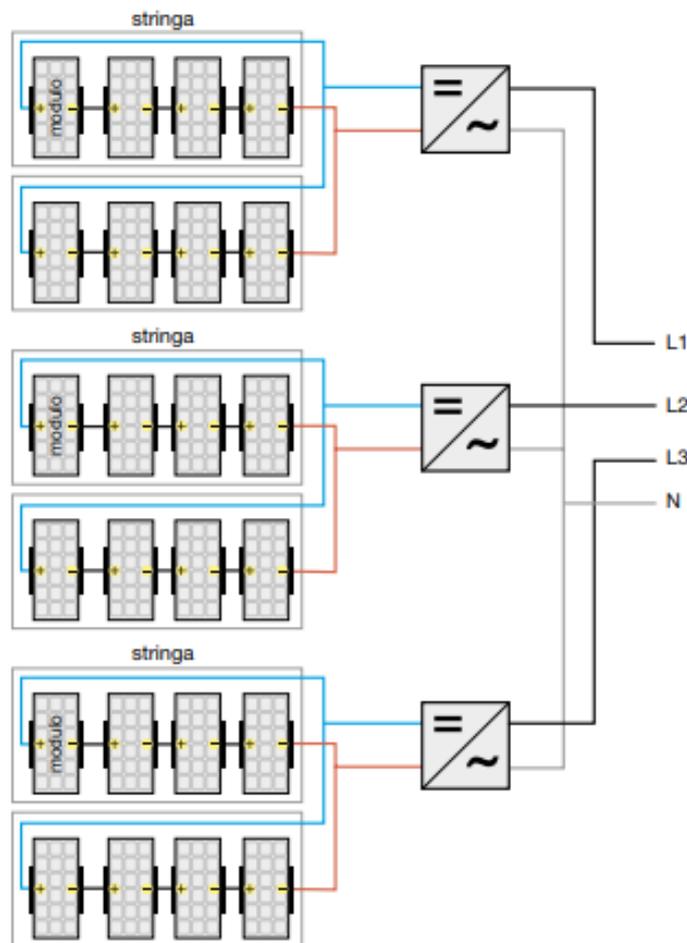


Figura 3.3: Impianto multi-inverter [2]

²I diodi introducono una perdita di potenza costante per effetto della caduta di tensione sulla loro giunzione. Tale perdita può essere ridotta attraverso l'utilizzo di componenti con giunzione metallo-semiconduttore avente caduta di $0,4\text{ V}$ (diodi Schottky), anziché $0,7\text{ V}$ dei diodi convenzionali.

3.3 Scelta ed interfacciamento inverter

La scelta dell'inverter e della sua taglia va condotta in funzione della potenza nominale che esso deve gestire. La taglia dell'inverter può essere stimata impostando tra 0,8 e 0,9 il rapporto tra la potenza attiva immessa in rete e la potenza nominale del generatore fotovoltaico. Questo rapporto tiene presente della riduzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (come temperatura di lavoro, cadute di tensione sulle connessioni elettriche) e del rendimento dell'inverter stesso. Esso, inoltre, dipende anche dalle condizioni d'installazione dei moduli (come latitudine, inclinazione, temperatura ambiente) in grado di far variare la potenza generata. Per tale motivazione, l'inverter è dotato di una limitazione automatica della potenza erogata per sopperire a situazioni in cui la potenza generata risulta maggiore di quella normalmente prevista. Tra le caratteristiche di dimensionamento dell'inverter dovrebbero comparire:

- lato d.c.:
 - potenza nominale e massima;
 - tensione nominale e massima tensione ammessa;
 - campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale.
- lato a.c.:
 - potenza nominale e massima erogabile in modo continuativo dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere fornita;
 - corrente nominale erogata;
 - corrente massima erogata che consente di determinare il contributo dell'impianto fotovoltaico alla corrente di corto circuito;
 - distorsione massima della tensione e fattore di potenza;
 - massima efficienza di conversione;
 - efficienza a carico parziale ed al 100% della potenza nominale (tramite il "rendimento europeo"³ attraverso il diagramma di efficienza⁴, rappresentato in Figura 3.4).

³Il rendimento europeo si calcola prendendo in considerazione le efficienze a carico parziale dell'inverter secondo la formula:

$$\eta_{euro} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

⁴Da tale diagramma si ricava che la massima efficienza si ha tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente all'intervallo di potenza al quale l'inverter stesso lavora per la maggior parte del tempo di funzionamento.

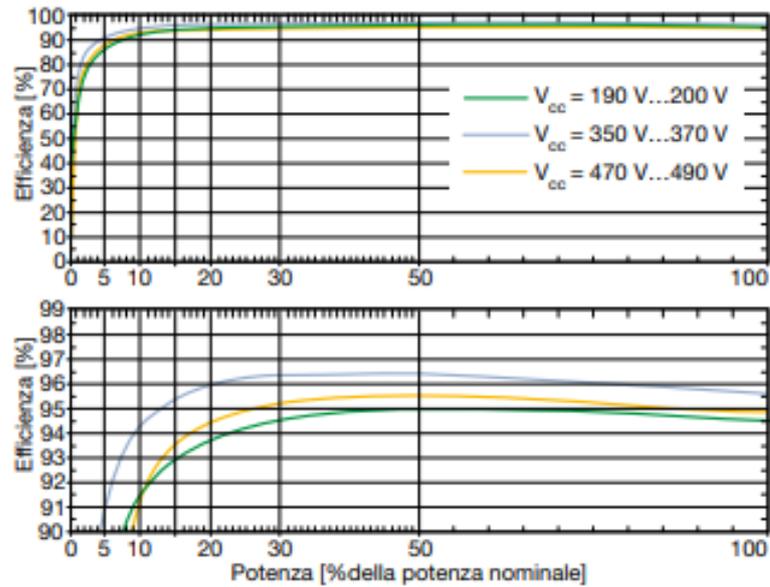


Figura 3.4: Diagramma di efficienza [2]

Per aggiunta, occorre analizzare i valori nominali di tensione e frequenza in uscita e di tensione in ingresso all'inverter. Per impianti collegati alla rete di distribuzione pubblica, i valori di tensione e frequenza in uscita sono fissati dalla rete stessa con tolleranze definite⁵. In merito alla tensione in ingresso vanno analizzate le condizioni estreme di funzionamento del generatore fotovoltaico, al fine di ottenere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter. Per prima cosa si deve controllare che la tensione a vuoto U_{oc} ⁶ in uscita dalle stringhe alla temperatura minima ipotizzabile ($-10^{\circ}C$) risulta minore di quella massima sostenibile dall'inverter, ovvero:

$$U_{oc,max} \leq U_{MAX} \quad (3.1)$$

In alcuni tipi di inverter è presente un banco di condensatori in ingresso, perciò l'inserzione sul campo fotovoltaico stabilisce una inrush current corrispondente alla somma delle correnti di corto circuito di tutte le stringhe connesse e questa corrente non deve far intervenire eventuali protezioni interne. Ciascun inverter è contraddistinto da un range di tensioni in ingresso di normale funzionamento. Considerando che la tensione in uscita dai moduli fotovoltaici è funzione della

⁵Dal 2008 la tensione unificata a livello europeo dovrebbe essere 230/400 V con tolleranza +6% e -10%, mentre la tolleranza sulla frequenza è di $\pm 0,3$ Hz.

⁶Per la scelta dell'inverter e degli altri componenti dell'impianto PV lato d.c. si può assumere cautelativamente come tensione massima di stringa $1,2 U_{oc}$.

temperatura, occorre appurare che nelle condizioni di esercizio prevedibili (da $-10^{\circ}C$ a $+70^{\circ}C$), l'inverter si trovi a funzionare nell'intervallo di tensione dichiarato dal costruttore. Pertanto, devono essere verificate contemporaneamente le due disuguaglianze 3.2 e 3.3:

$$U_{min} \geq U_{MPPT,min} \quad (3.2)$$

ovvero, la minima tensione (a $70^{\circ}C$), considerata alla corrispondente potenza massima in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere maggiore della minima tensione di funzionamento del MPPT dell'inverter che mantiene accesa la logica di controllo e consente la corretta erogazione di potenza nella rete dell'ente distributore. Inoltre si deve avere che:

$$U_{max} \leq U_{MPPT,max} \quad (3.3)$$

ovvero, la massima tensione (a $-10^{\circ}C$), considerata alla corrispondente potenza massima in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere minore o uguale alla massima tensione di funzionamento del MPPT dell'inverter.

In Figura 3.5 vi è una rappresentazione grafica di accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter che considera le tre precedenti disuguaglianze. Oltre al rispetto delle tre precedenti condizioni sulle tensioni, occorre appurare che la corrente massima del generatore fotovoltaico nel funzionamento al MPP sia minore della corrente massima in ingresso accettabile dall'inverter.

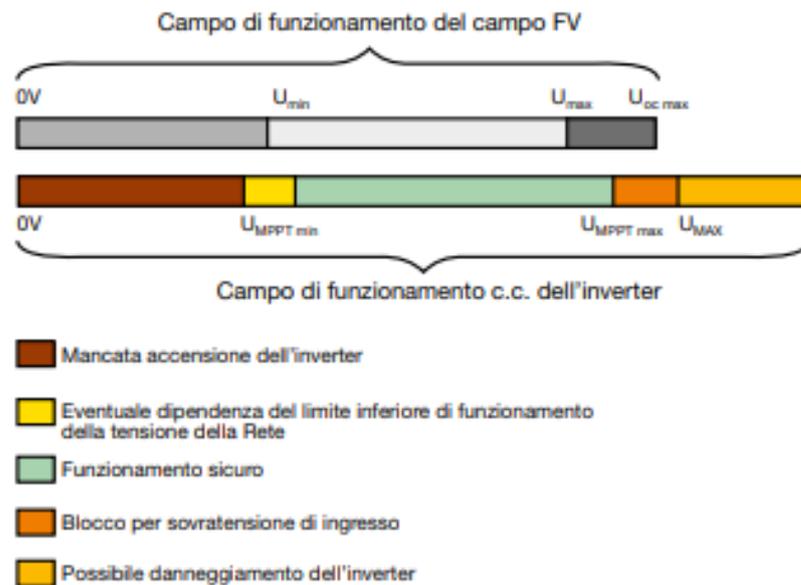


Figura 3.5: Accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter [2]

Legenda:

- U_{min} → tensione del campo fotovoltaico con irraggiamento standard, in corrispondenza della temperatura massima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione.
- U_{max} → tensione del campo fotovoltaico con irraggiamento standard, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione.
- $U_{oc,max}$ → tensione a vuoto del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione.
- $U_{MPPT,min}$ → tensione di funzionamento minima in ingresso ammessa dall'inverter.
- $U_{MPPT,max}$ → tensione di funzionamento massima in ingresso ammessa dall'inverter.
- U_{MAX} → tensione massima in ingresso sopportabile dall'inverter.

3.4 Scelta dei cavi

I cavi adoperati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare per la durata di vita dell'impianto stesso, previsto per almeno 20-25 anni, rigorose condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette (Figura 3.6).



Figura 3.6: Cavi utilizzati negli impianti PV [4]

Un cavo è composto da uno o più conduttori, dall'isolante ed eventualmente da una guaina protettiva contro le sollecitazioni ambientali, meccaniche e chimiche. Quando richiesto può essere presente anche uno schermo metallico, con funzione di schermatura oppure, nei cavi di media tensione, per rendere radiale il campo elettrico in modo da sottoporre a minori sollecitazioni il dielettrico.

La tensione nominale dei cavi deve essere compatibile col sistema elettrico ed è espressa dall'insieme di due valori di tensione, U_o/U . In modo analogo e con gli stessi simboli, U_o/U , si identificano le tensioni nominali di un sistema elettrico, dove U_o è la tensione verso terra e U la tensione tra le fasi. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi (Tabella 3.2) che si riferisce al loro impiego in a.c. (in a.c. la tensione d'impianto non deve superare la tensione nominale dei cavi).

Corrente alternata [V]	Corrente continua [V]
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Tabella 3.2: Tensione nominale dei cavi

3.4.1 Tipi di cavi

Al fine di ridurre il rischio di un guasto a terra e di corto circuito è bene che le condutture⁷ sul lato d.c. dell'impianto siano di classe II, in pratica che siano dotate di un isolamento doppio o rinforzato.

Nei sistemi elettrici in a.c. con tensioni nominali non superiori a 690 V, secondo la CEI 64-8, sono da considerare di classe II le condutture costituite da:

- cavi con guaina non metallica con tensione maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito (isolamento rinforzato);
- cavi unipolari senza guaina installati in tubo protettivo o canale di materiale isolante (isolamento doppio).

I cavi sul lato d.c. si distinguono in:

⁷Insieme dei cavi e del tubo o canale in cui sono inseriti.

- cavi solari (o di stringa) che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro di sottocampo o direttamente all'inverter;
- cavi non solari che sono utilizzati a valle del primo quadro.

I cavi che connettono i moduli tra loro sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, ove la temperatura può raggiungere i $70-80^{\circ}C$. Questi cavi devono quindi essere capaci di sostenere temperature elevate e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista. Di conseguenza, si utilizzano cavi specifici, tipicamente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale $0,6/1kV$, con massima temperatura di funzionamento non inferiore a $90^{\circ}C$ e con una resistenza ai raggi UV elevata.

I cavi non solari posti a valle del primo quadro, poiché sono distanti dai moduli, si trovano ad una temperatura ambiente non superiore a $30-40^{\circ}C$. Questi cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, quindi, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno. Invece, se sono posati all'interno di edifici valgono regole usuali degli impianti elettrici.

Per quanto riguarda i cavi installati sul lato a.c. a valle dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato d.c.

3.4.2 Sezione e portata

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata I_z non sia minore della corrente d'impiego I_b ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento ciascun modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc} \quad (3.4)$$

dove I_{sc} è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggioranza del 25% tiene prudenzialmente conto di valori di irraggiamento superiori a $1kW/m^2$.

Nel caso in cui l'impianto fotovoltaico è di grosse dimensioni e suddiviso in sottocampi, i cavi che collegano i quadri di sottocampo all'inverter devono condurre una corrente d'impiego pari a:

$$I_b = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad (3.5)$$

dove y è il numero di stringhe del sottocampo afferenti allo stesso quadro.

La portata I_o di un cavo, intesa come il valore massimo di corrente che un cavo può portare a regime termico senza che sia superata la temperatura massima di funzionamento, è indicata dai costruttori ed è riferita alla temperatura ambiente, usualmente $30^\circ C$ in aria libera. Per tener conto delle condizioni di posa e di temperatura, la portata I_o deve essere ridotta di un coefficiente (ove non indicato dal costruttore) pari a⁸:

- $k_1 = 0,58 \cdot 0,9 = 0,52$ per i cavi solari;
- $k_2 = 0,58 \cdot 0,91 = 0,53$ per i cavi non solari.

Il fattore 0,58 tiene conto della posa sul retro dei moduli dove la temperatura ambiente raggiunge i $70^\circ C$ ⁹, il fattore 0,9 della posa in tubo o canale dei cavi solari e il fattore 0,91 della posa in tubo esposto al Sole dei cavi non solari.

Negli impianti fotovoltaici la caduta di tensione ammessa è del 1-2% (anziché dell'usuale 4% degli impianti utilizzatori) al fine di limitare il più possibile la perdita di energia prodotta per effetto Joule sui cavi¹⁰.

⁸La portata risultante deve inoltre essere moltiplicata per un secondo coefficiente di riduzione, come avviene usualmente, che tiene conto della posa in fascio nello stesso tubo o canale.

⁹Con una temperatura ambiente di $70^\circ C$ ed ipotizzando una temperatura massima di funzionamento dell'isolante di $90^\circ C$ si ha:

$$\sqrt{\frac{\theta_{max} - \theta_a}{\theta_{max} - \theta_o}} = \sqrt{\frac{90 - 70}{90 - 30}} = \sqrt{\frac{1}{3}} = 0,58$$

¹⁰Sul lato d.c. la caduta di tensione sui cavi è puramente resistiva ed in percentuale corrisponde alla perdita di potenza:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

Capitolo 4

Norma Italiana CEI IEC 60287-3-2

4.1 Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi

La Norma in questione delinea un processo di ottimizzazione della sezione del cavo considerando gli investimenti iniziali e i costi futuri derivanti dalle perdite di energia nel corso della vita operativa del cavo. In tale Norma non sono introdotti i problemi riguardanti la manutenzione, le perdite di energia nei sistemi di raffreddamento forzato e il variare dei costi energetici a seconda dell'ora del giorno.

4.1.1 Parte generale

La procedura generalmente utilizzata per la selezione di una sezione del cavo conduce alla minima area di sezione trasversale ammissibile, che minimizza anche il costo d'investimento iniziale del cavo. Non tiene conto del costo delle perdite che si verificheranno durante la vita del cavo.

L'aumento del costo economico e ambientale dell'energia, insieme alle perdite di energia che derivano dai conduttori che operano ad alte temperature, richiede che la selezione della sezione del cavo sia considerata su basi più ampie. Piuttosto che ridurre al minimo solo il costo iniziale, si dovrebbe minimizzare la somma del costo iniziale e il costo delle perdite durante la vita operativa prevista del sistema. Per quest'ultima condizione, una sezione del conduttore più grande di quella che sarebbe scelta in base al minimo costo iniziale porterà ad una minore perdita di potenza a parità di corrente. Questo, se considerato nel corso della sua vita operativa prevista, ridurrà le perdite di energia e il costo totale del sistema.

Nei casi in cui la considerazione termica impone l'uso della più grande sezione possibile del conduttore, l'installazione di un secondo circuito di cavi in parallelo può comportare una riduzione del costo totale durante la vita dell'impianto.

Le formule fornite in questa Norma sono organizzate al fine di facilitare il calcolo della sezione economica del conduttore dopo che sono stati decisi fattori quali la tensione del sistema, il percorso del cavo, la configurazione del cavo e le disposizioni di collegamento della guaina. Anche se questi fattori non sono considerati in dettaglio, hanno un impatto sia sull'installazione che sui costi operativi di un sistema di cavi. L'effetto del cambiamento di uno qualsiasi dei fattori suddetti sul costo totale durante la vita operativa prevista del sistema può essere determinato utilizzando i principi stabiliti in questa Norma.

I costi futuri delle perdite di energia durante la vita operativa prevista del cavo possono essere calcolati effettuando opportune stime della crescita del carico e del costo dell'energia. La sezione più economica del conduttore si ottiene quando la somma dei costi futuri delle perdite di energia e il costo iniziale di acquisto e installazione sono ridotti al minimo.

Il risparmio nel costo complessivo, quando si sceglie una sezione del conduttore più grande di quella determinata dai vincoli termici, è dovuto dalla notevole riduzione del costo delle perdite Joule rispetto all'aumento del costo di acquisto. Per i valori dei parametri economici ed elettrici utilizzati in questa Norma il risparmio nel costo combinato di acquisto e di esercizio è dell'ordine del 50%. I dati relativi a periodi economici molto più brevi possono mostrare un modello simile.

Un'altra caratteristica importante, mostrata in Figura 4.1, è che i risparmi possibili non dipendono in modo critico dalla sezione del conduttore quando è nella regione del valore economico. Ciò ha due implicazioni:

- l'impatto degli errori sui dati economici, in particolare quelli che determinano i costi futuri, è piccolo. Sebbene sia vantaggioso cercare dati che abbiano la migliore accuratezza possibile, si possono ottenere risparmi notevoli utilizzando dati basati su stime ragionevoli;
- altre considerazioni relative alla scelta della sezione del conduttore, che sono determinanti per l'economia generale di un impianto, come le correnti di guasto, la caduta di tensione e la razionalizzazione delle sezioni, possono essere opportunamente enfatizzate, senza perdere troppi dei vantaggi derivanti dalla scelta di una sezione economica.

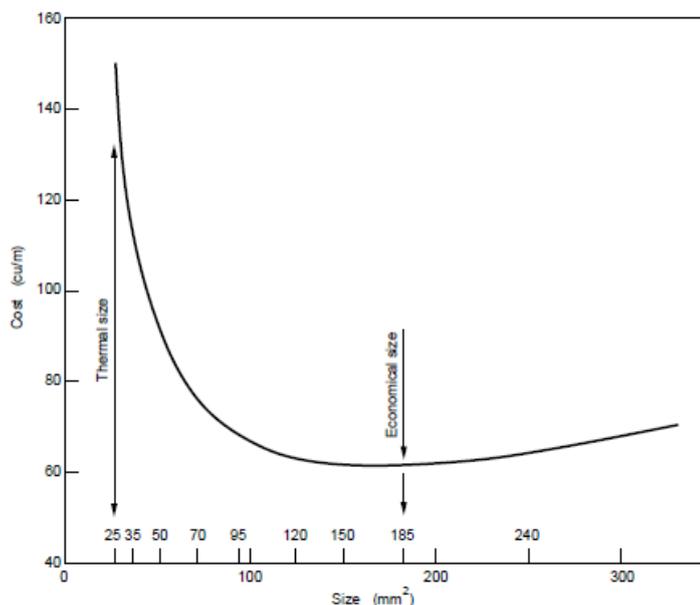


Figura 4.1: Variazione del costo in funzione della sezione del conduttore

Le formule riportate in questa Norma sono redatte per i sistemi in corrente alternata, ma sono ugualmente applicabili per i sistemi in corrente continua. Chiaramente, per i sistemi in corrente continua, la resistenza in d.c. è usata al posto di quella in a.c. e i fattori di perdita della guaina e dell'armatura sono impostati a zero.

4.1.2 Aspetti economici

Al fine di combinare i costi di acquisto e di installazione con i costi delle perdite di energia che si verificano durante la vita operativa prevista di un cavo, è necessario esprimerli in valori economici comparabili, cioè valori che si riferiscono allo stesso punto nel tempo. È conveniente usare la data di acquisto dell'impianto come riferimento e riferirsi ad esso come al "presente". I costi "futuri" delle perdite di energia vengono quindi convertiti nei loro "valori attuali" equivalenti. Ciò avviene mediante il processo di attualizzazione, essendo il tasso di attualizzazione collegato al costo del prestito di denaro.

Nella procedura qui riportata, l'inflazione è stata omessa in quanto influenzerà sia il costo del denaro in prestito che il costo dell'energia. Se questi elementi sono considerati per lo stesso periodo di tempo e l'effetto dell'inflazione è approssimativamente lo stesso per entrambi, la scelta di una sezione economica del conduttore può essere effettuata in modo soddisfacente senza introdurre la complicazione aggiunta dell'inflazione.

Per calcolare il valore attuale dei costi delle perdite è necessario scegliere valori appropriati per lo sviluppo futuro del carico, gli aumenti annuali del prezzo del kWh e i tassi di attualizzazione annuali sulla vita operativa prevista del cavo, che potrebbe essere di 25 anni o più. Non è possibile fornire indicazioni su questi aspetti in questa Norma perché dipendono dalle condizioni e dai vincoli economici dei singoli impianti. Vengono fornite solo le formule appropriate, in quanto è responsabilità del progettista e dell'utente concordare i fattori economici da utilizzare.

Le formule proposte in questa Norma sono semplici, ma nella loro applicazione si deve tener conto dell'ipotesi che i parametri economici rimangano invariati durante la vita operativa prevista del cavo. Tuttavia, i commenti di quanto detto precedentemente sull'effetto dell'accuratezza di questi parametri è rilevante anche in questo caso.

Esistono due approcci di calcolo della sezione economica, basati sugli stessi concetti economici. Il primo, quando si considera una serie di sezioni del conduttore, è quello di calcolare una gamma di correnti economiche per ciascuna delle sezioni del conduttore previste per particolari condizioni di installazione e poi di selezionare quella sezione il cui range economico contiene il valore richiesto dal carico. Questo approccio è adatto quando si prendono in considerazione diverse installazioni simili. Il secondo metodo, che può essere più adatto quando è coinvolta una sola installazione, è quello di calcolare la sezione trasversale ottimale per il carico richiesto e poi per selezionare la sezione del conduttore standard più appropriata.

4.1.3 Altri criteri

Dovrebbero essere considerati anche altri criteri, ad esempio la corrente di cortocircuito e la sua durata, la caduta di tensione e la razionalizzazione delle sezioni dei cavi. Tuttavia, un cavo scelto per avere un conduttore di sezione economica può essere soddisfacente anche da questi altri punti di vista, per cui nel dimensionamento di un cavo può essere vantaggiosa la seguente sequenza:

1. calcolare l'area della sezione trasversale economica;
2. verificare con i metodi indicati nella IEC 60287-1-1, nella IEC 60287-2-1 e nella serie IEC 60853 che la sezione ricavata precedentemente sia adeguata a sopportare il carico massimo previsto alla fine del periodo economico senza che la temperatura del conduttore superi il valore massimo consentito;
3. verificare che la sezione del cavo selezionato possa sopportare in modo sicuro le correnti di cortocircuito e di guasto a terra previste per le durate corrispondenti;

4. verificare che la caduta di tensione all'estremità del cavo rimanga entro limiti accettabili;
5. verificare mediante altri criteri appropriati per l'installazione.

Per completare il campo della selezione economica, si dovrebbe dare il giusto peso alle conseguenze dell'interruzione della fornitura. Può essere necessario utilizzare una sezione di conduttore più grande di quella che le condizioni di carico normali richiedono e/o la scelta economica suggerita, o adattare la rete di conseguenza. Un ulteriore componente di costo può essere riconosciuta nella conseguenza finanziaria di prendere una decisione errata ponderata dalla sua probabilità. Però, così facendo si entra nel campo della teoria della decisione che è al di fuori dello scopo di questa Norma. Pertanto, il dimensionamento economico dei cavi è solo una parte della considerazione totale di un sistema e può cedere il posto ad altri importanti fattori economici.

4.1.4 Impatto ambientale

Quando si determina la dimensione ottimale per un dato circuito, è necessario tenere in considerazione anche l'impatto ambientale. Sulla base della vita prevista di un circuito, l'impatto ambientale delle perdite operative può superare tutti gli altri impatti nel ciclo di vita e può giustificare una sezione del conduttore più grande di quella determinata dai soli fattori economici. Ulteriori indicazioni possono essere trovate in IEC/TR 62125.

4.2 Calcolo dei costi totali

Il costo totale dell'installazione e del funzionamento di un cavo durante la sua vita operativa prevista, espresso in valori attuali, è calcolato come segue. Tutte le quantità economiche sono espresse in unità monetaria arbitraria (cu).

$$CT = CI + CJ \quad (4.1)$$

dove:

- CT costo totale [cu];
- CI costo della lunghezza del cavo installato [cu];
- CJ costo equivalente alla data di acquisto dell'impianto, ossia il valore attuale, delle perdite Joule durante una vita operativa prevista di N anni [cu].

Il costo totale dovuto alle perdite è composto da due parti:

1. la carica energetica;
 2. l'addebito per la capacità di fornitura aggiuntiva per coprire le perdite.
1. Costo dovuto alla carica energetica

$$E_1 = (I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot T \quad (4.2)$$

dove:

- E_1 perdita di energia durante il primo anno [$W \cdot h$];
- I_{max} carico massimo sul cavo durante il primo anno [A];
- R_L resistenza a.c. del cavo per unità di lunghezza, compreso l'effetto di λ_1 e λ_2 , $R_L = R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2)$ [Ω/m];
- L lunghezza del cavo [m];
- N_p numero di conduttori di fase per circuito;
- N_c numero di circuiti aventi lo stesso tipo e valore di carico;
- T tempo di funzionamento equivalente alla perdita massima [$h/anno$].

La scelta del metodo di collegamento delle guaine, degli schermi o delle armature dei cavi unipolari avrà un effetto significativo sulle perdite dovute alle correnti di circolazione in questi componenti. Laddove la progettazione del sistema lo permetta, il metodo di collegamento dovrebbe essere selezionato per bilanciare il costo di queste perdite durante la vita dell' impianto contro il costo iniziale di installazione dell'attrezzatura e dei conduttori di terra aggiuntivi richiesti per alcune disposizioni di collegamento.

Poiché la sezione economica del conduttore è di solito più grande di quella basata su considerazioni termiche, la sua temperatura sarà inferiore al valore massimo ammissibile. È conveniente assumere, in assenza di informazioni più precise, che R_L sia costante e abbia un valore corrispondente a una temperatura di $(\theta - \theta_a)/3 + \theta_a$. Qui θ è la massima temperatura nominale del conduttore per il tipo di cavo in questione, θ_a è la temperatura ambiente media e il fattore 3 è empirico.

T è il numero di ore all'anno in cui la corrente massima I_{max} dovrebbe fluire per produrre le stesse perdite di energia totali annue della corrente di carico effettiva e variabile.

$$T = \int_0^{8760} \frac{I(t)^2}{I_{max}^2} dt \quad (4.3)$$

dove:

- t tempo [h];
- I(t) corrente di carico in funzione del tempo [A].

Se il fattore di carico di perdita μ è noto e può essere assunto come costante durante la vita operativa prevista, allora T è uguale a $\mu \cdot 8.760$.

Il costo delle perdite del primo anno, espresso in *cu*, è:

$$C_1 = (I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot T \cdot P \quad (4.4)$$

dove:

P è il costo di un watt-ora di energia al relativo livello di tensione [*cu/W·h*].

2. Costo dovuto alla capacità di fornitura aggiuntiva

Il costo della capacità di fornitura aggiuntiva per fornire queste perdite, espresso in *cu/anno*, è:

$$C_c = (I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot D \quad (4.5)$$

dove:

D è il costo della domanda all'anno [*cu/W·anno*].

Il costo complessivo delle perdite del primo anno, espresso in *cu*, è quindi:

$$C_1 = (I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D) \quad (4.6)$$

Se i costi sono pagati alla fine dell'anno, allora alla data di acquisto dell'impianto il loro valore attuale, espresso in *cu*, è:

$$C_a = \frac{(I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D)}{(1 + i/100)} \quad (4.7)$$

dove:

i è il tasso di attualizzazione, escluso l'effetto dell'inflazione [%].

Analogamente, il valore attuale dei costi energetici durante N anni di funzionamento, attualizzato alla data di acquisto, espresso in *cu*, è:

$$CJ = (I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i/100)} \quad (4.8)$$

dove:

Q è un coefficiente che tiene conto dell'aumento del carico e del fattore di carico di

perdita, dell'aumento del costo dell'energia in N anni e del tasso di attualizzazione.

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (4.9)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100) \cdot (1 + c/100)}{(1 + i/100)} \quad (4.10)$$

Se $r=1$, allora $Q=N$ e:

- a è l'aumento del carico per anno [%];
- b è l'aumento annuo del costo dell'energia, escluso l'effetto dell'inflazione [%];
- c è l'aumento annuo del fattore di carico delle perdite [%]. Deve essere scelto in modo che il fattore di perdita non superi l'1 per tutta la vita operativa prevista dell'impianto.

Laddove siano richiesti più calcoli che coinvolgono diverse sezioni di conduttore, è vantaggioso esprimere tutti i parametri tranne la corrente e la resistenza del conduttore in un coefficiente, F, espresso in cu/W , dove:

$$F = N_p \cdot N_c \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i/100)} \quad (4.11)$$

Il costo totale è quindi dato da:

$$CT = CI + I_{max}^2 \cdot R_L \cdot L \cdot F \quad (4.12)$$

Le formule 4.8, 4.9 e 4.10 possono essere utilizzate per calcolare le perdite operative nel corso della vita prevista, anziché il costo delle perdite impostando $D=0$, $P=1$, $b=0$ e $i=0$. Ciò consentirebbe un confronto diretto delle perdite per una gamma di sezioni di cavo.

4.3 Determinazione delle sezioni economiche dei conduttori

Per determinare le sezioni economiche dei conduttori esistono due approcci:

1. intervallo di corrente economica per ogni conduttore in una serie di sezioni;
2. sezione economica del conduttore per un dato cavo.

Per quanto riguarda il primo approccio, tutte le sezioni dei conduttori hanno un intervallo di corrente economico per determinate condizioni di installazione. I limiti superiore e inferiore dell'intervallo economico per una data sezione del conduttore sono dati da:

$$\text{Lower limit of } I_{max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \cdot L \cdot (R_{L1} - R_L)}} \quad (4.13)$$

$$\text{Upper limit of } I_{max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \cdot L \cdot (R_L - R_{L2})}} \quad (4.14)$$

dove:

- CI costo di installazione della lunghezza del cavo di cui si considera la sezione del conduttore [cu];
- R_L resistenza a.c. per unità di lunghezza della sezione del conduttore considerato [Ω/m];
- CI_1 costo di installazione del successivo conduttore standard più piccolo [cu];
- R_{L1} resistenza a.c. per unità di lunghezza del successivo conduttore standard di sezione inferiore, incluso l'effetto di λ_1 e λ_2 [Ω/m];
- CI_2 costo di installazione del successivo conduttore standard più grande [cu];
- R_{L2} resistenza a.c. per unità di lunghezza del successivo conduttore standard di sezione più grande, incluso l'effetto di λ_1 e λ_2 [Ω/m];

Mentre, per quanto riguarda il secondo approccio, la sezione economica del conduttore, S_{ec} è la sezione trasversale che minimizza la funzione di costo totale:

$$CT(S) = CI(S) + I_{max}^2 \cdot R_L \cdot (S) \cdot L \cdot F \quad (4.15)$$

dove $CI(S)$ e $R_L(S)$ sono espressi come funzioni della sezione trasversale del conduttore S .

La formula per la relazione tra $CI(S)$ e la sezione del conduttore può essere derivata dai costi noti delle sezioni standard dei cavi. In generale, se una relazione ragionevolmente lineare può essere adattata ai costi, possibilmente su una gamma ristretta di sezioni del conduttore, dovrebbe essere utilizzata. Ciò causerà un piccolo errore nei risultati, in considerazione delle possibili incertezze nei parametri economici assunti per il periodo di vita operativa previsto.

Secondo la IEC 60287-1-1, la resistenza apparente del conduttore può essere espressa in funzione della sezione trasversale da:

$$R_L(S) = \frac{\rho_{20} \cdot B[1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6 \quad (4.16)$$

$$B = (1 + y_p + y_s) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (4.17)$$

dove:

- ρ_{20} resistività d.c. del conduttore [$\Omega \cdot m$];
- y_p, y_s fattori dell'effetto pelle e di prossimità;
- λ_1, λ_2 fattori di perdita della guaina e dell'armatura;
- α_{20} coefficiente di temperatura della resistività per il particolare materiale conduttore a $20^\circ C$ [K^{-1}];
- θ_m temperatura del conduttore [$^\circ C$];
- B valore ausiliario definito dalla formula 4.17, che può essere calcolato dalla IEC 60287-1-1 assumendo un valore probabile per la sezione economica del conduttore;
- S area della sezione trasversale del conduttore del cavo [mm^2].

Se un modello lineare può essere adattato ai valori del costo iniziale per il tipo di cavo e di installazione in esame, allora:

$$CI(S) = L \cdot (A_S \cdot S + A_L) \quad (4.18)$$

dove:

- A_S componente variabile del costo, correlata alla sezione del conduttore [$cu \cdot mm^2/m$];
- A_L componente costante del costo, non influenzata dalla sezione del cavo [cu/m];
- L lunghezza del cavo [m].

Quindi la sezione ottimale S_{ec} , espressa in mm^2 , può essere ottenuta uguagliando a zero la derivata della formula 4.15 rispetto a S, ottenendo:

$$S_{ec} = 1000 \cdot \left[\frac{I_{max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5} \quad (4.19)$$

È improbabile che S_{ec} sia esattamente uguale a una sezione standard e quindi il costo per le sezioni standard adiacenti più grandi e più piccole deve essere calcolato e deve essere scelta la più economica.

Le perdite dielettriche e le perdite dovute alla corrente di carica sono sempre presenti in un sistema a.c. quando il cavo è in tensione e quindi operano al 100% del fattore di carico. Entrambi i tipi di perdite sono significativi solo a livelli di alta tensione e dipendono dalla capacità del cavo. La valutazione dei sistemi di cavi di trasmissione spesso presuppone il posizionamento di reattori shunt alle estremità del sistema di cavi per fornire i VAR reattivi richiesti dal cavo. I reattori hanno perdite pari a circa lo 0,8% della potenza nominale. Tali perdite dovrebbero essere considerate nella valutazione delle perdite del sistema di cavi e il costo dei reattori aggiunto al costo di acquisto dei cavi. Per un determinato livello di tensione e spessore dell'isolamento, un aumento del diametro del conduttore comporta un aumento della capacità del cavo e, di conseguenza, un aumento delle perdite dipendenti dalla tensione. Per questo motivo, quando le perdite dielettriche sono incluse nell'analisi, queste perdite tenderanno a diminuire il diametro del conduttore rispetto all'effetto delle perdite dipendenti dalla corrente. Le perdite dielettriche e di corrente di carica sono talvolta indicate come perdite dipendenti dalla tensione, in contrasto con le perdite Joule che sono indicate come perdite dipendenti dalla corrente. Il costo di queste perdite dipendenti dalla tensione è incluso nel calcolo con la seguente modifica alla formula 4.12. La capacità C del cavo è data da:

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} \cdot 10^{-9} \quad (4.20)$$

dove:

- ε permittività relativa dell'isolamento;
- D_i diametro sopra l'isolamento [mm];
- d_c diametro del conduttore, incluso lo schermo, se presente [mm].

La corrente di carica è calcolata da:

$$I_c = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U_0 \quad (4.21)$$

dove:

- f frequenza del sistema [Hz];
- U_0 tensione tra conduttore e schermo o guaina [V].

La corrente di carica non è uniforme lungo il cavo. In un cavo, con tutta la corrente di carica che fluisce da un'estremità, le perdite di corrente di carica sono date da:

$$W_{chc} = \frac{1}{3} \cdot I_c^2 \cdot L^3 \cdot R_L \quad (4.22)$$

Se il sistema ha una corrente di carica uguale che fluisce da ogni estremità, sia a causa delle condizioni naturali del sistema sia per l'aggiunta di reattori per forzare il flusso uguale, le perdite per fase sono date da:

$$W_{chc} = 2 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot I_c^2 \cdot \left(\frac{L}{2} \right)^3 \cdot R_L \right] \quad (4.23)$$

Pertanto, in generale, le perdite di corrente di carica per conduttore possono essere espresse da

$$W_{chc} = g \cdot I_c^2 \cdot L^3 \cdot R_L \quad (4.24)$$

dove $g=1/3$ o $1/12$, a seconda che si applichi la formula 4.22 o 4.23.

Per i cavi unipolari installati come un'unica sezione, il termine R_L nelle formule 4.22, 4.23 e 4.24 è sostituito da (R_L+R_S) .

Quando i sistemi di cavi unipolari sono divisi in un certo numero di sezioni messe a terra, le perdite di corrente di carica nello schermo/armatura possono essere espresse da:

$$W_{chc} = N_S \cdot g \cdot I_c^2 \cdot \left(\frac{L}{N_S} \right)^3 \cdot R_S \quad (4.25)$$

dove N_S è il numero di sezioni messe a terra.

Le perdite dielettriche, per unità di lunghezza, sono proporzionali al quadrato della tensione:

$$W_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U_0^2 \cdot \tan \delta \quad (4.26)$$

dove $\tan \delta$ è il fattore di perdita dell'isolamento.

Il costo totale, compreso l'effetto della corrente di carica e delle perdite dielettriche, può essere rappresentato estendendo la formula 4.12 a:

$$CT = CI + I^2 \cdot R_L \cdot L \cdot F + (g \cdot I_c^2 \cdot R_L \cdot L^3 + W_d \cdot L) \cdot F_2 \quad (4.27)$$

dove:

$$F_2 = N_p \cdot N_c \cdot [T_t \cdot P + D] \cdot \frac{Q_v}{1 + i/100} \quad (4.28)$$

dove:

$$Q_v = \sum_{n=1}^N (r_v^{n-1}) = \frac{1 - r_v^N}{1 - r_v} \quad (4.29)$$

$$r_v = \frac{(1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (4.30)$$

Se $r_v=1$, allora $Q_v=N$.

Capitolo 5

Applicazione della metodologia energetica ad un impianto fotovoltaico

5.1 Impianto "Principi di Acaja"

Il caso studio in esame, facendo riferimento all'approccio teorico proposto nella Norma presente nel capitolo precedente, risulta essere l'impianto denominato "Principi di Acaja", mostrato in Figura 5.1. Tale impianto fotovoltaico a terra risulta avere una potenza di picco pari a $1.634,85 kW_p$, è montato su strutture di tipo a vela fissa ed è collocato sulla superficie della discarica di inerti di Fossano, in provincia di Cuneo. Inoltre, esso permette di risparmiare annualmente all'incirca 1.000 tonnellate di CO_2 e dispone di una produzione di energia pari a oltre $2,1 GWh/anno$. Il depuratore della città di Fossano è alimentato mediante un collegamento diretto, evitando di passare per la rete nazionale di distribuzione, consumando in loco l'energia prodotta per un servizio pubblico indispensabile.

Il sistema sarà composto dai seguenti elementi:

- pannelli fotovoltaici Trina da $225 W_p$;
- inverter modello ANSWER PV8M580NN;
- strutture a vela da 3 moduli con zavorre;
- quadri elettrici;
- cabine BT/MT;
- adeguamento cabina di consegna per connessione impianto PV;

- impianti ausiliari;
- sistema di sicurezza e sorveglianza;
- adeguamento recinzione esistente.



Figura 5.1: Impianto "Principi di Acaja" [5]

In tale impianto sono state impiegate 2.422 vele, dove ciascuna vela ospiterà 3 moduli Trina, modello TSM-PC05 da $225 W_p$. Verranno quindi utilizzati 7.266

pannelli fotovoltaici. La tensione in corrente alternata in uscita dal gruppo di conversione dalla corrente continua risulta di $270 V_{ac} - 50Hz$. Per questo impianto è attesa una produzione annua (dal contatore del GSE) di $2.148.367 kWh/anno$ a.c., mentre le ore equivalenti risultano di $1.314,10 kWh/kW_p$ a.c. Per ottenere tale valore è stato utilizzato il valore di irraggiamento proveniente dai dati del software PVGIS per la località di Fossano.

Le vele sono costituite da strutture inclinate a 30° in modo da ottenere un'esposizione ottimale. Ogni telaio ospiterà 3 moduli. Il sistema di ancoraggio al terreno pensato consiste nell'utilizzo di zavorre in cemento armato. Tale sistema consente di avere notevoli vantaggi in termini di costi e di tempo e di evitare scavi.

Il punto di consegna è previsto in media tensione, previa interposizione delle dovute apparecchiature di manovra e di protezione di interfaccia. A tale proposito verrà adeguata la preesistente cabina di consegna, dalla quale, a mezzo di apposita cella di sezionamento, una derivazione in cavo MT collegherà due nuove celle con sezionatore sottocarico e fusibile a protezione dei trasformatori relativi all'impianto PV a monte delle quali sarà posta la cella con il dispositivo di interfaccia. Dette celle saranno inserite in una delle cabine di campo.

5.2 Caratteristiche elettriche dell'impianto

Come detto precedentemente, l'impianto si compone di 2.422 strutture di sostegno denominate vele solari. Ogni vela ospita 3 moduli Trina, modello TSM-PC05 da $225 W_p$. I moduli fotovoltaici saranno connessi tra di loro in stringhe da 21 ciascuna, per cui ogni stringa sarà composta da 7 vele. Data l'estensione dell'impianto si è prevista la sua suddivisione in 6 sottocampi, con la creazione di 2 cabine di conversione e innalzamento della tensione da $0,27kV$ a $15kV$, poste in zona perimetrale al campo, e dotate l'una di un trasformatore $15/0,27kV$ da $1.250kVA$ a doppio secondario, l'altra di un trasformatore $15/0,27kV$ da $630kVA$. La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene raccogliendo le linee DC a gruppi di 14 o 15 stringhe e facendone il parallelo tramite opportune cassette di parallelo. Ogni cassetta sarà manovrabile in caso di intervento tramite l'utilizzo di un sezionatore. I conduttori di collegamento fino ai trasformatori avranno sezioni variabili e garantiranno una caduta di tensione non superiore al 2% della tensione di origine ai convertitori. A monte dei trasformatori, di rapporto $0,27/15kV$ saranno installati due box segregati in MT a $15kV$ con protezione dei trasformatori (sottocarico + fusibile). La trasmissione in MT dell'energia dalle cabine di campo alla cabina di consegna esistente, avverrà tramite una linea MT interrata, che consentirà la minima perdita per trasmissione della potenza generata. La cabina

di consegna Enel sarà adeguata alla connessione dell'impianto PV andando ad installare una nuova cella MT con sezionatore sottocarico. Con tale soluzione si avrà un unico punto di consegna e controllo da protezione generale a tutto vantaggio della sicurezza ed economia di esercizio. La cabina di trasformazione sarà dotata della rete di m.a.t. realizzata secondo la vigente normativa. Analogo collegamento generale di messa a terra sarà attuato per tutte le strutture metalliche delle vele con collegamento equipotenziale delle strutture di supporto.

5.3 Scelta e criteri di dimensionamento dei componenti elettrici principali dell'impianto

Per i dati della radiazione solare, umidità relativa, temperature medie e valutazione impatto grandine sono state considerate le apposite norme CEI ed UNI in vigore. Non esiste nessun impedimento strutturale per la corretta installazione dei moduli fotovoltaici e di tutti i componenti necessari per il corretto funzionamento dell'impianto.

Per quanto riguarda le condizioni ambientali:

- i moduli fotovoltaici sono componenti intrinsecamente costruiti per alloggiamento all'esterno;
- le apparecchiature di protezione e manovra presenti localmente nel campo sono state protette con involucri aventi idoneo grado di protezione;
- i cablaggi sono stati realizzati in gomma etilenpropilenica a doppio strato, per posa all'esterno.

Per quanto riguarda invece i parametri elettrici:

- i componenti lato DC sono stati scelti tenendo soprattutto in considerazione le tensioni elevate di natura continua, con particolare attenzione ai sistemi di sezionamento, opportunamente dedicati, per via della difficoltà di rottura dell'arco elettrico in corrente continua, più stabile di quello in alternata, venendo meno lo 0 dell'onda sinusoidale;
- i componenti elettrici lato AC sono stati scelti in relazione a una tensione concatenata di 400 V;
- il sistema di misura dell'energia sarà dotato di idonei trasformatori di misura per ridurre le correnti dall'ordine di grandezza delle centinaia di ampere a quello di alcuni ampere.

5.3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici, di cui si prevede l'impiego, hanno le seguenti caratteristiche:

Celle in silicio	Policristallino
Potenza (P_{nom}) (@STC)	225W
Tensione alla massima potenza (V_{mp})	29,40V
Corrente alla massima potenza (I_{mp})	7,66A
Tensione a circuito aperto (V_{oc})	36,90V
Corrente di corto circuito (I_{sc})	8,20A
Numero delle celle	60
Dimensioni	1.650x992x46mm
Nome del costruttore celle	Trina
Peso	19,5kg
Efficienza del modulo	13,7%
Condizioni standard test	AM 1,5 1.000W/m ² 25°C

Tabella 5.1: Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

5.4 Gruppo di conversione DC/AC

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, denominato inverter, attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Il generatore fotovoltaico dovrà essere gestito come sistema IT. L'inverter deve essere dotato di marcatura CE. L'installazione degli inverter dovrà essere effettuata in locali idonei, al fine di garantire una protezione ambientale

ottimale. In particolare, il locale d'installazione del gruppo di conversione dovrà essere dotato di:

- aerazione diretta verso l'esterno, anche mediante serramenti normalmente chiusi, ma che consentano, in caso di necessità, la ventilazione del locale;
- dimensioni sufficienti a consentire la corretta installazione e le operazioni di manutenzione e a garantire le vie di fuga in caso d'incendio;
- idonee caratteristiche di temperatura ambientale, qualità e umidità dell'aria, comunque non inferiori a quanto indicato nella scheda tecnica del convertitore.

La disinserzione dell'inverter dovrà avvenire, sia sul lato a.c. che sul lato d.c., mediante interruttori/sezionatori esterni. Il rendimento dell'impianto dovrà essere visualizzato, istante per istante, mediante lettura dell'energia elettrica prodotta e delle condizioni ambientali presenti. In particolare, dovrà essere installato almeno un sensore di temperatura e di irraggiamento solare, posizionato in zona rappresentativa delle condizioni medie dell'impianto. Gli inverter potranno essere dotati di scheda per connessione a rete locale (LAN) per il sistema di supervisione e telecontrollo (locale e remotizzato). L'inverter dovrà essere collegato all'impianto di messa a terra ed equipotenziale del locale, per opportuna protezione contro i contatti indiretti, con conduttore giallo-verde di sezione opportuna. I gruppi di conversione da corrente continua a corrente alternata, di cui si prevede l'impiego, hanno le seguenti caratteristiche:

Parametri in uscita al MPPT	
Potenza max di lavoro	525kW a.c.
Distorsione corrente a.c.	<3%
Tensione di lavoro	3x270V
Frequenza di lavoro	50Hz
Fattore di potenza	1 a.c.
Rendimento massimo	97,45%
Grado di protezione	IP33
Dimensioni	3.200x2.050x600mm
Temperatura di esercizio	-25°C/+50°C

Tabella 5.2: Parametri in uscita al MPPT

Parametri in ingresso al MPPT	
Potenza di picco	576kW _p
Tensione di ingresso d.c.	430÷760V _{dc}
Tensione max a vuoto d.c.	825V _{dc}
Corrente max di ingresso d.c.	1.071A
Tensione max di ingresso d.c.	900V

Tabella 5.3: Parametri in ingresso al MPPT

5.5 Quadri di misure

I quadri misure, posizionati all'interno della cabina di campo, conterranno principalmente i dispositivi di lettura dei valori di corrente e tensione necessari al contatore di energia incentivata. Tali dispositivi saranno dei TA e TV di idonea taratura. In tali quadri troveranno posto inoltre anche i dispositivi di controllo dell'isolamento del sistema IT ed il relativo analizzatore di rete. I quadri saranno posti fra l'uscita BT 270 V del trasformatore MT/BT e il relativo inverter.

5.6 Quadri e cassette di parallelo stringa

Nel campo PV si installeranno 6 quadri di parallelo stringa, atti a raccogliere le linee provenienti dalle cassette periferiche di parallelo stringa. Saranno composti da una carpenteria in metallo IP55 con chiusura a chiave, installati sotto la vela di sostegno dei moduli, nella quale appositi fusibili di tipo NH DC 1.000 V installati in basi portafusibili provvederanno alla protezione delle linee di collegamento dorsali. Tali quadri saranno quindi posti fra i 2 canali di ingresso di cui è dotato ogni inverter e le relative cassette di parallelo stringa. Mentre, per quanto riguarda le cassette di parallelo stringa possiamo dire che sono distribuite all'interno del campo fotovoltaico in modo baricentrico rispetto alle stringhe di moduli che raggruppano. In particolare in questo progetto raggruppano 14 o 15 stringhe da 21 moduli PV ciascuna.

5.7 Trasformatori di misura dell'energia

I trasformatori di misura devono avere adeguate caratteristiche costruttive in funzione della tipologia di installazione e della tensione di esercizio della rete nel

punto di connessione. In particolare, per le reti a 15-20 kV si raccomandano i seguenti valori minimi di grado di isolamento:

- tensione massima di riferimento per l'isolamento $\rightarrow 24kV$;
- tensione di tenuta a frequenza industriale (50Hz) $\rightarrow 50kV$;
- tensione di tenuta ad impulso atmosferico $\rightarrow 125kV$;
- la classe di precisione prescritta deve essere migliore o uguale al valore 0,5.

La prestazione nominale (VA) dei trasformatori deve essere compatibile con l'impedenza del circuito connesso a valle del secondario. I trasformatori di corrente devono avere, inoltre, le seguenti caratteristiche tecniche (valori minimi raccomandati da Enel):

- corrente nominale termica di c.c. per 1 sec $\rightarrow 12,5kA$;
- corrente nominale dinamica $\rightarrow 31,5kA$;
- fattore di sicurezza $\rightarrow 15$;
- corrente termica permanente nominale compresa tra 1 e 2 volte la massima corrente transitante nel punto di connessione.

5.8 Calcolo della produzione fotovoltaica

L'impianto PV in questione è composto da 3 inverter la cui ditta costruttrice è Answer Drives ed il cui modello è il SOLARGATE5000 PVPP8M580NP. Il numero totale di pannelli fotovoltaici presenti nell'impianto è dato da:

1. Inverter A

- numero moduli per stringa $\rightarrow 21$;
- numero stringhe $\rightarrow 116$;
- numero totale moduli $\rightarrow 2.436$.

2. Inverter B

- numero moduli per stringa $\rightarrow 21$;
- numero stringhe $\rightarrow 115$;
- numero totale moduli $\rightarrow 2.415$.

3. Inverter C

- numero moduli per stringa $\rightarrow 21$;
- numero stringhe $\rightarrow 115$;
- numero totale moduli $\rightarrow 2.415$.

Il numero dei moduli totale dell'impianto è dato dalla somma del numero totale dei moduli di ciascun inverter ed è pari a:

$$N_{mod} = N_{mod_A} + N_{mod_B} + N_{mod_C} \quad (5.1)$$

quindi:

$$N_{mod} = 2.436 + 2.415 + 2.415 = 7.266 \text{ moduli}$$

Pertanto, la potenza nominale dell'impianto risulta essere:

$$P_{nom}^I = N_{mod} \cdot P_{nom} \quad (5.2)$$

dunque:

$$P_{nom}^I = 7.266 \cdot 225 = 1.634,85 \text{ kW}$$

A seguito di tale ipotesi è possibile calcolare l'energia annuale come:

$$E_y = \sum_{k=1}^{8760} P_{nom}^I \cdot \frac{G(t_n)}{G_0} \cdot \Delta t \quad (5.3)$$

dove:

- $G(t_n)$ è la sommatoria dell'irradianza oraria ottenuta dal software PVGIS ed è pari a $1,784 \text{ MW/m}^2$;
- Δt è l'intervallo di tempo ed è pari ad $1h$.

Pertanto, l'energia annuale è pari a:

$$E_y = 1.634,85 \cdot 10^3 \cdot \frac{1,784 \cdot 10^6}{1.000} \cdot 1 = 2,917 \text{ GWh}$$

5.9 Calcolo perdite lato DC

Per il calcolo delle perdite dei conduttori in corrente continua si considera esclusivamente la sotto-sezione dell'impianto dell'inverter A rappresentato in Figura 5.2. Come si può notare l'inverter è connesso ai 2 quadri di parallelo stringa, denominati QPS 1A e QPS 2A, tramite due conduttori di sezione di 450 mm^2 . Successivamente ciascun quadro, mediante conduttori di sezione di 120 mm^2 , è collegato alle cassette di parallelo stringa. Infine, ogni cassetta di parallelo stringa è collegata attraverso dei conduttori aventi una sezione di 6 mm^2 alle 14 o 15 stringhe costituite da 21 moduli fotovoltaici ciascuna. A questo punto analizzando in maniera dettagliata il seguente schema si ricavano le perdite di tutti i conduttori impiegati per poi ricavare infine le perdite annuali.

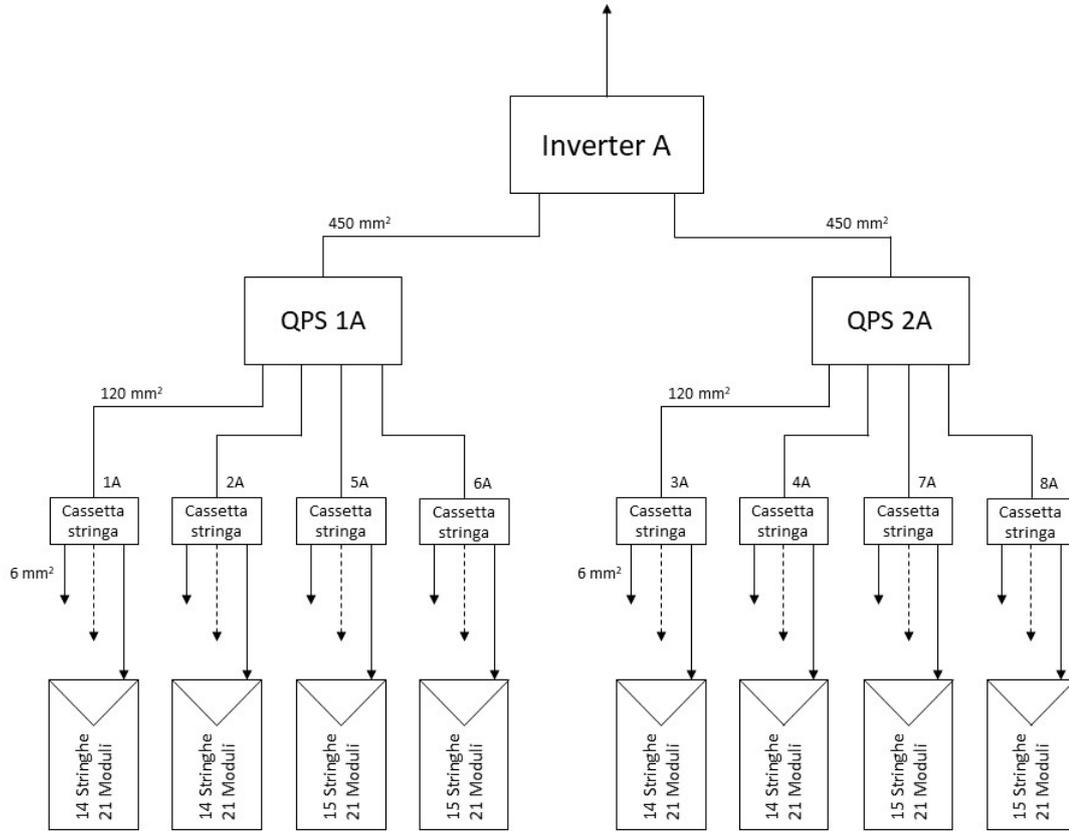


Figura 5.2: Sotto-sezione dell'impianto dell'inverter A

Partenza stringhe → arrivo cassetta stringa

I cavi che collegano le N_{st} stringhe alle cassette di parallelo stringa hanno tutti la medesima sezione pari a $S_1=6mm^2$. Di conseguenza le perdite in tali cavi possono essere calcolate utilizzando una resistenza corrispondente alla lunghezza media dei cavi calcolabile come:

$$R_k = \rho(T) \cdot \frac{l_k}{S_1} \quad (5.4)$$

dove:

- $\rho(T)$ è la resistività elettrica alla temperatura T [$\Omega \cdot mm^2/m$];
- l_k è la lunghezza del cavo che collega la k-esima stringa al QPS [m];
- S_1 è la sezione comune a tutti i cavi [mm^2].

Per ricavare tali perdite si calcola dapprima la corrente di stringa all'ora t_n nel seguente modo:

$$I_{st}(t_n) = I_{mp} \cdot \frac{G(t_n)}{G_0} \quad (5.5)$$

dove:

- I_{mp} è la corrente di massima potenza nelle condizioni standard [A];
- $G(t_n)$ è il valore di irradianza ottenuto dal software PVGIS all'ora n-esima [W/m^2];
- G_0 è il valore di irradianza in condizioni di riferimento pari a $1.000 W/m^2$.

Pertanto, le perdite possono essere calcolate come:

$$P_S(t_n) = \sum_{k=1}^{N_{st}} R_k \cdot I_{st}^2(t_n) \quad (5.6)$$

Sostituendo l'equazione 5.4 si ottiene che:

$$P_S(t_n) = \sum_{k=1}^{N_{st}} \rho(T) \cdot \frac{l_k}{S_1} \cdot I_{st}^2(t_n) \quad (5.7)$$

Estraendo i termini costanti dalla sommatoria si ricava che:

$$P_S(t_n) = \frac{\rho(T)}{S_1} \cdot I_{st}^2(t_n) \sum_{k=1}^{N_{st}} l_k \quad (5.8)$$

In conclusione si ha che:

$$P_S(t_n) = \frac{\rho(T)}{S_1} \cdot I_{st}^2(t_n) \cdot N_{st} \cdot L_{ave} \quad (5.9)$$

dove:

L_{ave} è la lunghezza media dei cavi di collegamento delle stringhe [m].

Successivamente considerando il valore della corrente in funzione dell'irradianza, quindi sostituendo l'equazione 5.5, si ottiene che:

$$P_S(t_n) = \frac{\rho(T)}{S_1} \cdot N_{st} \cdot L_{ave} \cdot \left(\frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \cdot G^2(t_n) \quad (5.10)$$

dove, il termine costante pari a:

$$k_1(n) = \frac{\rho(T)}{S_1} \cdot N_{st} \cdot L_{ave} \cdot \left(\frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \quad (5.11)$$

può essere calcolato una sola volta nell'ipotesi che la temperatura T non vari in funzione del tempo.

A tal punto, ipotizzando una temperatura pari a $50^{\circ}C$, la costante k_1 per la cassetta stringa 1A risulta essere uguale a:

$$k_1 = \frac{0,0194}{6} \cdot 14 \cdot 32,357 \cdot \left(\frac{7,66}{1.000} \right)^2 = 8,594 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Effettuando il medesimo calcolo per le altre cassette di parallelo stringa si ottengono i seguenti valori del termine costante k_1 , riportati in Tabella 5.4.

Cassetta stringa	N_{st}	L_{ave} [m]	k_1 [$\frac{m^4}{W}$]
1A	14	32,357	$8,594 \cdot 10^{-5}$
2A	14	37,357	$9,922 \cdot 10^{-5}$
3A	14	45,214	$12,01 \cdot 10^{-5}$
4A	14	53,786	$14,286 \cdot 10^{-5}$
5A	15	51,4	$14,627 \cdot 10^{-5}$
6A	15	44,2	$12,578 \cdot 10^{-5}$
7A	15	44,467	$12,654 \cdot 10^{-5}$
8A	15	41,133	$11,705 \cdot 10^{-5}$

Tabella 5.4: Valori della costante k_1

Sommando i contributi del termine costante di tutte le cassette di parallelo stringa si ricava che:

$$k'_1 = \sum_{n=1}^8 k_1(n) = 96,376 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Dunque, le perdite totali dei cavi che collegano le N_{st} stringhe alle cassette di parallelo stringa risultano pari a:

$$P_1(t_n) = k'_1 \cdot G^2(t_n) = 96,376 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 1,157 \text{ MW}$$

Partenza cassetta stringa → arrivo QPS

Ciascuna cassetta di parallelo stringa è connessa al quadro di parallelo stringa tramite un cavo di sezione pari a $S_2=120mm^2$. In particolare, le cassette stringa 1A, 2A, 5A e 6A sono connesse al quadro QPS 1A, mentre le 3A, 4A, 7A e 8A sono collegate al quadro QPS 2A. Il numero di stringhe collegate a ciascun cavo di collegamento verso il QPS è diverso, perciò il calcolo deve essere eseguito per ognuno dei quattro cavi di collegamento. Inizialmente si calcola la corrente dei cavi nel modo sottostante:

$$I_m(t_n) = M(m) \cdot I_{st}(t_n) \tag{5.12}$$

Sostituendo l'equazione 5.5 si ricava che:

$$I_m(t_n) = M(m) \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \cdot G(t_n) \quad (5.13)$$

dove:

- I_m è la corrente del m-esimo cavo [A];
- $M(m)$ è il numero di stringhe collegate al cavo m-esimo.

Successivamente, le perdite per ciascun cavo si calcolano come:

$$P_C(t_n) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_2} \cdot I_m^2(t_n) \quad (5.14)$$

dove:

l_m è la lunghezza del m-esimo cavo [m].

Anche in questo caso, considerando l'andamento della corrente in funzione dell'irradianza, quindi sostituendo l'equazione 5.13, si ottiene:

$$P_C(t_n) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_2} \cdot \left(M(m) \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \cdot G^2(t_n) \quad (5.15)$$

dove, il termine costante pari a:

$$k_2(m) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_2} \cdot \left(M(m) \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \quad (5.16)$$

può essere calcolato una sola volta nell'ipotesi che la temperatura T non vari in funzione del tempo.

Quindi, supponendo una temperatura pari a $50^\circ C$, la costante k_2 del cavo che collega la cassetta stringa 1A al quadro QPS 1A è uguale a:

$$k_2 = 0,0194 \cdot \frac{67}{120} \cdot \left(14 \cdot \frac{7,66}{1.000} \right)^2 = 12,457 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Eseguendo lo stesso calcolo si ricavano le varie costanti k_2 dei cavi che collegano le cassette di parallelo stringa ai rispettivi quadri QPS. In particolar modo, le costanti dei cavi che collegano le cassette stringa 1A, 2A, 5A e 6A al quadro QPS 1A sono riportate nella Tabella 5.5, mentre quelle dei cavi che collegano le cassette stringa 3A, 4A, 7A e 8A al quadro QPS 2A sono riportate nella Tabella 5.6.

Cassetta stringa	M	l_m [m]	k_2 [$\frac{m^4}{W}$]
1A	14	67	$12,457 \cdot 10^{-5}$
2A	14	53	$9,854 \cdot 10^{-5}$
5A	15	24	$5,122 \cdot 10^{-5}$
6A	15	39	$8,324 \cdot 10^{-5}$

Tabella 5.5: Valori della costante k_2 dei cavi connessi al QPS 1A

Cassetta stringa	M	l_m [m]	k_2 [$\frac{m^4}{W}$]
3A	14	59	$10,969 \cdot 10^{-5}$
4A	14	53	$9,854 \cdot 10^{-5}$
7A	15	24	$5,122 \cdot 10^{-5}$
8A	15	69	$14,727 \cdot 10^{-5}$

Tabella 5.6: Valori della costante k_2 dei cavi connessi al QPS 2A

Sommando i contributi del termine costante di ciascun quadro di parallelo stringa si ricava che:

$$k'_2{}_{QPS\ 1A} = \sum_{m=1}^4 k_2(m) = 35,757 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

$$k'_2{}_{QPS\ 2A} = \sum_{m=1}^4 k_2(m) = 40,672 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Quindi, il termine costante totale di tutti i cavi che arrivano ai quadri di parallelo stringa è:

$$k'_2 = k'_2{}_{QPS\ 1A} + k'_2{}_{QPS\ 2A} = 35,757 \cdot 10^{-5} + 40,672 \cdot 10^{-5} = 76,429 \frac{m^4}{W}$$

Allora, le perdite totali dei cavi che collegano le cassette stringa ai quadri di parallelo stringa risultano pari a:

$$P_{2\ QPS\ 1A}(t_n) = k'_2{}_{QPS\ 1A} \cdot G^2(t_n) = 35,757 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 0,429\ MW$$

$$P_{2\ QPS\ 2A}(t_n) = k'_2{}_{QPS\ 2A} \cdot G^2(t_n) = 40,672 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 0,488\ MW$$

Infine, sommando entrambi i contributi di perdita si ottengono le perdite totali dei cavi che arrivano ai quadri di parallelo stringa:

$$P_2(t_n) = P_{2\ QPS\ 1A}(t_n) + P_{2\ QPS\ 2A}(t_n) = 0,429 + 0,488 = 0,917\ MW$$

Partenza QPS → arrivo inverter

Entrambi i quadri di parallelo stringa sono connessi all'inverter A mediante un cavo di sezione pari a $S_3=450mm^2$. Dapprima si calcola la corrente dei cavi in uscita dai QPS come la somma delle correnti dei quattro cavi in ingresso nel seguente modo:

$$I_Q(t_n) = \sum_{j=1}^4 I_j(t_n) \quad (5.17)$$

Sostituendo l'equazione 5.13 si ottiene che:

$$I_Q(t_n) = \sum_{j=1}^4 M(j) \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \cdot G(t_n) \quad (5.18)$$

Estraendo i termini costanti dalla sommatoria si ha che:

$$I_Q(t_n) = \frac{I_{mp}}{G_0} \cdot G(t_n) \cdot \sum_{j=1}^4 M(j) \quad (5.19)$$

Definiamo $\sum_{j=1}^4 M(j) = M_{tot}$, quindi l'equazione 5.19 diventa:

$$I_Q(t_n) = M_{tot} \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \cdot G(t_n) \quad (5.20)$$

In seguito, le perdite per ciascun cavo si calcolano nel modo seguente:

$$P_Q(t_n) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_3} \cdot I_Q^2(t_n) \quad (5.21)$$

Sostituendo l'equazione 5.20 si ricava che:

$$P_Q(t_n) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_3} \cdot \left(M_{tot} \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \cdot G^2(t_n) \quad (5.22)$$

dove, il termine costante pari a:

$$k_3(j) = \rho(T) \cdot \frac{l_m}{S_3} \cdot \left(M_{tot} \cdot \frac{I_{mp}}{G_0} \right)^2 \quad (5.23)$$

può essere calcolato una sola volta nell'ipotesi che la temperatura T non vari in funzione del tempo.

Pertanto, ipotizzando una temperatura pari a $50^\circ C$, la costante k_3 del cavo che collega il quadro QPS 1A all'inverter è pari a:

$$k_{3\ QPS\ 1A} = 0,0194 \cdot \frac{79}{450} \cdot \left(58 \cdot \frac{7,66}{1.000} \right)^2 = 67,225 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Mentre, la costante del cavo che collega il quadro QPS 2A all'inverter risulta essere uguale a:

$$k_{3 \text{ QPS } 2A} = 0,0194 \cdot \frac{51}{450} \cdot \left(58 \cdot \frac{7,66}{1.000} \right)^2 = 43,398 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

Sommando entrambe le costanti dei cavi si ottiene che:

$$k'_3 = k_{3 \text{ QPS } 1A} + k_{3 \text{ QPS } 2A} = 67,225 \cdot 10^{-5} + 43,398 \cdot 10^{-5} = 110,623 \cdot 10^{-5} \frac{m^4}{W}$$

A questo punto, le perdite totali di tali cavi corrispondono a:

$$P_3(t_n) = k'_3 \cdot G^2(t_n) = 110,623 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 1,327 \text{ MW}$$

Calcolo perdite annuali

Le perdite di energia $L_y^{(DC)}$ sui cavi in corrente continua durante tutto l'anno si possono quindi calcolare come:

$$L_y^{(DC)} = \sum_{n=1}^{8760} [P_1(t_n) + P_2(t_n) + P_3(t_n)] \cdot \Delta t \quad (5.24)$$

Ovvero, esprimendole in funzione dei termini costanti dei vari cavi e dell'irradianza si ha che:

$$L_y^{(DC)} = (k'_1 + k'_2 + k'_3) \cdot \Delta t \sum_{n=1}^{8760} G^2(t_n) \quad (5.25)$$

Pertanto, sostituendo i rispettivi valori si ha che esse sono pari a:

$$L_y^{(DC)} = (96,376 + 76,429 + 110,623) \cdot 10^{-5} \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 3,401 \text{ MWh}$$

dove si considera che l'intervallo orario $\Delta t=1h$ trasforma la potenza in energia.

5.10 Equivalenza economica attualizzata delle perdite

Il principio progettuale solitamente impiegato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Il generatore fotovoltaico, nella maggior parte dei casi, deve essere esposto in modo ottimale alla luce solare, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione dei potenziali vincoli architettonici della struttura ospitante il generatore stesso, sono ad ogni modo adottati differenti orientamenti e sono consentiti fenomeni di ombreggiamento, purché opportunamente valutati. Le

perdite di energia dovute a tali fenomeni influiscono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

L'efficienza di un impianto fotovoltaico non è mai del 100%, infatti, i pannelli che vengono colpiti dai raggi del Sole non trasformano tutta l'energia ricevuta in elettricità, ma riescono a convertire solo una parte di essa, ed è questa l'efficienza di conversione. I moduli migliori possiedono un'efficienza di conversione intorno al 20-22%. Vale a dire che solo un quinto dell'energia solare, che colpisce i pannelli, viene realmente convertita in elettricità. Generalmente i fattori che determinano il rendimento di un impianto fotovoltaico sono:

- ombreggiamenti → possono essere "passeggeri" (in alcune fasce orarie) e possono derivare dalla presenza circostante di alberi, altri edifici o anche di camini presenti sul tetto stesso. Queste sono inefficienze "calcolabili";
- temperatura di esercizio → il surriscaldamento delle celle ha un impatto negativo sull'efficienza dei moduli e sul rendimento dell'intero impianto;
- sporcizia → tutti i materiali che si possono accumulare sulla superficie dei pannelli (terra, sabbia, escrementi di volatili, foglie, resine, ecc) hanno un impatto negativo sulla piena ricezione della luce solare e ostacolano il rendimento dell'impianto;
- efficienza dell'inverter → il processo di conversione da corrente continua a corrente alternata per mezzo di un inverter ha normalmente un'efficienza intorno al 96-97%;
- cablaggi e connettori → anche l'utilizzo di cavi e connettori causano piccole perdite di rendimento;
- mismatch → potremmo tradurre il termine mismatch come "mancata corrispondenza" o, meglio, come "irregolarità". Ovvero che non tutti i pannelli della stessa marca, della stessa potenza e dello stesso modello, producono in maniera perfettamente omogenea;
- anzianità → le celle fotovoltaiche, che durano dai 20 ai 25 anni, non producono in maniera omogenea durante tutto il loro periodo di vita. Presentano un calo del rendimento che viene stimato a 0,5% l'anno.

L'investimento da effettuare al fine di migliorare l'efficienza deve essere calcolato precedentemente, in modo tale da poter verificare l'effettiva efficacia che si potrà ottenere. Il costo di un impianto fotovoltaico varia in base a diversi fattori, tra cui:

- la tipologia di pannelli solari che si vuole installare;

- la grandezza dei pannelli;
- la potenza desiderata.

Oltre a tali fattori bisogna anche considerare i costi legati:

- alla progettazione dell'impianto;
- al trasporto delle componenti;
- all'installazione.

Facendo riferimento alle perdite dei conduttori in corrente continua calcolate precedentemente, si è valutato quanto ammonta in energia, quindi in MWh , le perdite annuali su tali cavi. Inizialmente, impostando un coefficiente di sezione x variabile da 0,75 a 2 con passo di variazione pari a 0,25, si è valutato come le perdite di energia $L_y^{(DC)}$ variano in funzione di esso. Infatti, all'aumentare di x , quindi all'aumentare della sezione, tali perdite diminuiscono, risultando pari a:

x	$L_y^{(DC)}$ [MWh]
0,75	4,094
1	3,401
1,25	2,988
1,5	2,711
1,75	2,513
2	2,365

Tabella 5.7: Perdite di energia sui cavi in corrente continua

Successivamente impostando un prezzo unitario nazionale del MWh si è ricavato il corrispettivo economico, ovvero il valore unitario, di tali perdite. Però, al fine di poter confrontare questi valori con il costo di investimento proposto dalla Norma CEI IEC 60287-3-2, è necessario attualizzarli ricavando il corrispondente valore attuale netto (VAN) di ciascuno di essi mediante la formula seguente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{E_{DCA}}{(1+i)^t} \quad (5.26)$$

dove:

- E_{DCA} è il costo delle perdite annuali dei cavi in corrente continua [€];

- i è il tasso di interesse [%];
- n è la durata dell'investimento [anni].

Il VAN consente di comprendere se l'investimento oggetto della valutazione sia conveniente oppure no. L'applicazione della formula del VAN corrisponde alla sommatoria del valore dei vari flussi di cassa che l'attività è in grado di generare in un certo orizzonte temporale, i quali vengono attualizzati sulla base del "tasso di attualizzazione".

Nel caso specifico si è impostato un tasso di interesse pari al 6,5% ed una durata dell'investimento di 20 anni. Il valore attuale netto, indicato in questo caso come L_{VAN} ed espresso in €, è stato ricavato impostando un prezzo unitario nazionale inizialmente pari a 50 €/MWh, successivamente pari 100 €/MWh ed infine pari 150 €/MWh e calcolato per ciascun coefficiente di sezione.

Infine, si è applicata la metodologia analoga a quella della suddetta Norma, al fine di ricavare il costo totale dei conduttori sul lato d.c. (CT) come somma del costo di investimento del rame (CI) e del costo attualizzato delle perdite (CJ), quindi facendo riferimento all'equazione 4.1.

Il costo di investimento del rame è stato ricavato mediante diverse operazioni, ovvero inizialmente calcolando le lunghezze totali dei cavi che collegano le varie stringhe alle rispettive cassette di parallelo stringa, in seguito quelle che collegano le cassette di parallelo stringa ai quadri di parallelo stringa ed in ultimo quella totale dei due cavi che collegano entrambi i quadri all'inverter A. I relativi costi del rame dipendono dalla sezione del conduttore, dunque per ricavare il costo effettivo del cavo viene moltiplicata la sua lunghezza totale per il costo da considerare. I costi del rame sono stati forniti da SALCAVI INDUSTRIE ed elencati nella Tabella 5.8. Viene inoltre riportato il grafico, mostrato in Figura 5.3, che descrive l'andamento del costo in funzione della sezione. Analizzando quest'ultimo si evince che vi è una dipendenza lineare tra le due variabili sopracitate, e di conseguenza dopo aver ottenuto l'equazione della retta è stato possibile identificare il valore del prezzo associato ai restanti valori delle sezioni. Dopo aver effettuato le operazioni descritte precedentemente è stato possibile calcolare il costo dei cavi da impiegare, moltiplicando il costo del rame (il quale in parte è stato fornito da SALCAVI INDUSTRIE ed in parte è stato ricavato tramite l'equazione della retta) per ciascuna lunghezza totale. In seguito al fine di ottenere il costo di investimento del rame, si è provveduto a sommare tutti i costi sino ad ora ricavati e in ultimo, per giungere al costo totale, è stato necessario sommare il costo di investimento al rispettivo costo attualizzato delle perdite, nonchè il valore attuale netto, il quale è stato

precedentemente determinato. Il procedimento sopra descritto è stato ripetuto per tutti i coefficienti di sezioni e per i rispettivi prezzi unitari nazionali.

Tipo di cavo	Sezione [mm^2]	Prezzo [€/km]
H07V-K	1x2,5	281,15
H07V-K	1x4	435,04
H07V-K	1x6	657,62
H07V-K	1x10	1.066,62
H07V-K	1x16	1.676,36
H07V-K	1x25	2.571,63
H07V-K	1x35	3.596,78
H07V-K	1x50	5.167,94
H07V-K	1x70	7.203,00
H07V-K	1x95	9.711,53
H07V-K	1x120	12.296,60

Tabella 5.8: Prezzi dei cavi forniti da SALCAVI INDUSTRIE

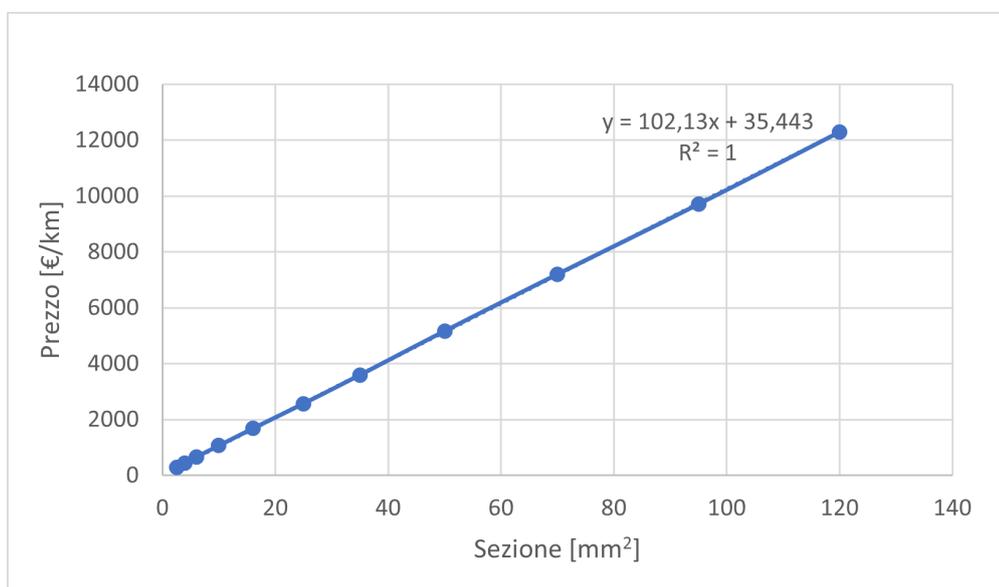


Figura 5.3: Andamento del costo del rame in funzione della sezione

5.11 Risultati ottenuti

È stato eseguito il calcolo del valore attuale netto (L_{VAN}) in funzione della variazione del coefficiente di sezione, il quale assume valori che vanno da 0,75 a 2, e del prezzo nazionale unitario. Come è noto, all'aumentare della sezione si ha una diminuzione delle perdite sui cavi, e di conseguenza il valore attuale netto ad esse collegato assume valori via via minori in quanto, avendo quest'ultimo una relazione di diretta proporzionalità con il costo delle perdite annuali (E_{DCA}), al diminuire del primo, il secondo segue lo stesso andamento. I valori che si sono ricavati per il valore attuale netto sono riportati nelle seguenti tabelle:

1. Prezzo unitario nazionale di 50 €/MWh

x	E_{DCA} [€]	i	L_{VAN} [€]
0,75	204,71	0,065	2.330,29
1	170,13	0,065	1.936,69
1,25	149,38	0,065	1.700,53
1,5	135,55	0,065	1.543,09
1,75	125,68	0,065	1.430,63
2	118,27	0,065	1.346,29

Tabella 5.9: Valore attuale netto impostando un prezzo unitario di 50 €/MWh

2. Prezzo unitario nazionale di 100 €/MWh

x	E_{DCA} [€]	i	L_{VAN} [€]
0,75	409,41	0,065	4.660,57
1	340,26	0,065	3.873,38
1,25	298,77	0,065	3.401,06
1,5	271,11	0,065	3.086,18
1,75	251,35	0,065	2.861,27
2	236,53	0,065	2.692,58

Tabella 5.10: Valore attuale netto impostando un prezzo unitario di 100 €/MWh

3. Prezzo unitario nazionale di 150 €/MWh

x	E_{DCA} [€]	i	L_{VAN} [€]
0,75	614,12	0,065	6.990,86
1	510,39	0,065	5.810,07
1,25	448,15	0,065	5.101,59
1,5	406,66	0,065	4.629,27
1,75	377,03	0,065	4.291,90
2	354,79	0,065	4.038,87

Tabella 5.11: Valore attuale netto impostando un prezzo unitario di 150 €/MWh

Dopo aver valutato l'andamento del valore attuale netto a seguito dell'aumento della sezione, si procede ad analizzare tramite le seguenti tabelle, come i differenti costi (CI, CJ e CT) assumano variazioni. In seguito sono stati riportati tre grafici, i quali illustrano la relazione presente tra il costo di investimento del rame e la variazione della sezione (curva blu), e la relazione tra il costo totale dei conduttori sul lato d.c. e nuovamente la variazione della sezione (curva arancione). Inoltre si precisa che il costo attualizzato delle perdite (CJ) risulta essere la differenza tra il costo totale (CT) ed il costo di investimento (CI).

1. Prezzo unitario nazionale di 50 €/MWh

x	CI [€]	CJ [€]	CT [€]
0,75	10.577,14	2.330,29	12.907,43
1	14.089,24	1.936,69	16.025,93
1,25	17.496,46	1.700,53	19.196,99
1,5	20.956,12	1.543,09	22.499,21
1,75	24.415,78	1.430,63	25.846,41
2	27.875,44	1.346,29	29.221,73

Tabella 5.12: Costo totale impostando un prezzo unitario di 50 €/MWh

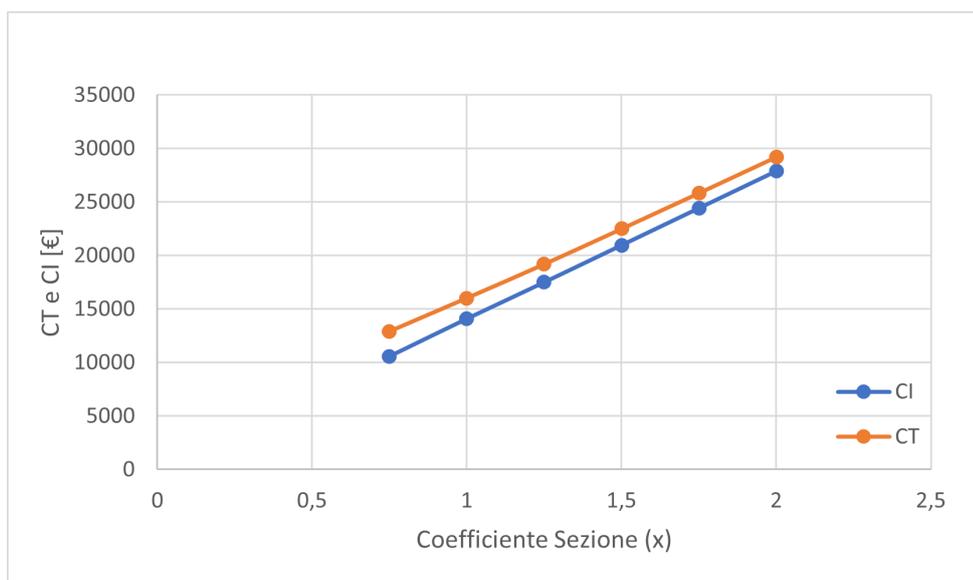


Figura 5.4: Andamento del costo totale e costo di investimento in funzione del coefficiente di sezione

2. Prezzo unitario nazionale di 100 €/MWh

x	CI [€]	CJ [€]	CT [€]
0,75	10.577,14	4.660,57	15.237,71
1	14.089,24	3.873,38	17.962,62
1,25	17.496,46	3.401,06	20.897,52
1,5	20.956,12	3.086,18	24.042,30
1,75	24.415,78	2.861,27	27.277,05
2	27.875,44	2.692,58	30.568,02

Tabella 5.13: Costo totale impostando un prezzo unitario di 100 €/MWh

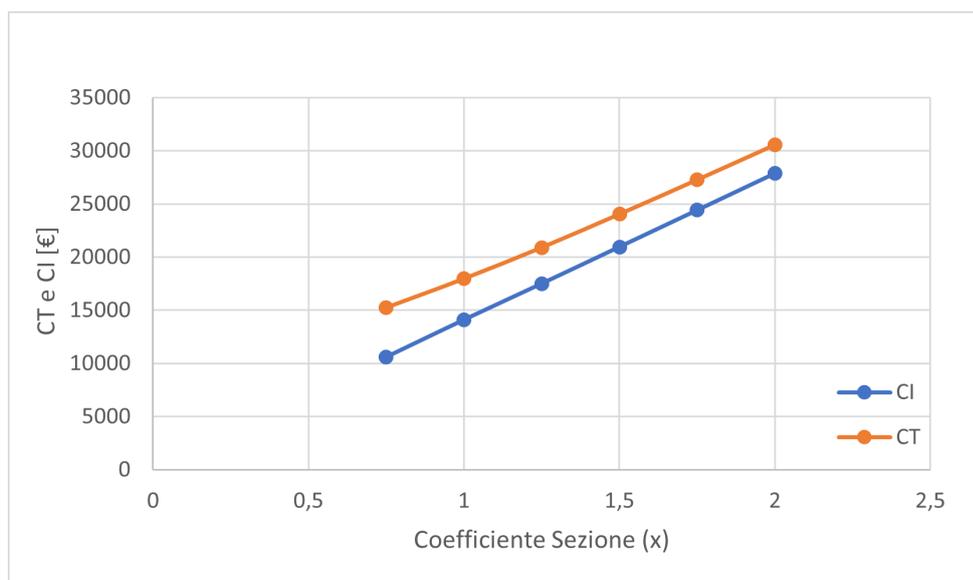


Figura 5.5: Andamento del costo totale e costo di investimento in funzione del coefficiente di sezione

3. Prezzo unitario nazionale di 150 €/MWh

x	CI [€]	CJ [€]	CT [€]
0,75	10.577,14	6.990,86	17.568,00
1	14.089,24	5.810,07	19.899,31
1,25	17.496,46	5.101,59	22.598,05
1,5	20.956,12	4.629,27	25.585,39
1,75	24.415,78	4.291,90	28.707,68
2	27.875,44	4.038,87	31.914,31

Tabella 5.14: Costo totale impostando un prezzo unitario di 150 €/MWh

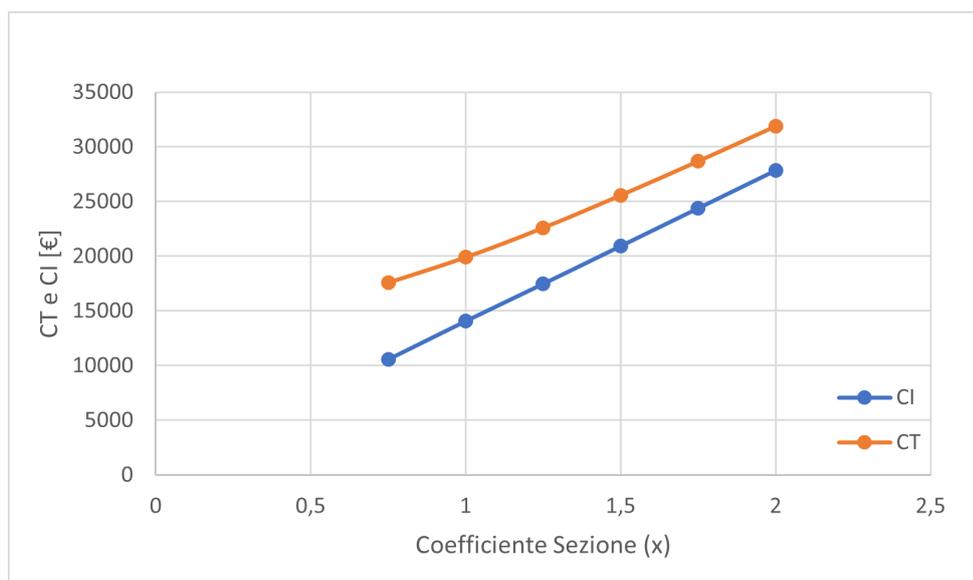


Figura 5.6: Andamento del costo totale e costo di investimento in funzione del coefficiente di sezione

Conclusioni

L'obiettivo di questo elaborato è stato quello di comprendere il metodo attraverso cui analizzare le perdite di energia negli impianti fotovoltaici, e al fine di ciò è stato preso in esame l'impianto "Principi di Acaja" collocato sulla superficie della discarica di inerti di Fossano, in provincia di Cuneo.

Grazie alla collaborazione da parte dell'azienda EGEA è stato possibile consultare le liste dei cavi, all'interno delle quali sono presenti numerosi dettagli che hanno contribuito alla determinazione finale delle perdite. Come esplicitato dal titolo dell'elaborato l'intento dell'analisi di queste ultime ha portato infine ad uno studio di carattere economico attraverso il calcolo del costo totale al variare del coefficiente di sezione. Al fine di ciò, i tre grafici presenti nei risultati ottenuti, hanno permesso di studiare l'andamento del costo totale al variare del coefficiente di sezione secondo i tre valori del prezzo unitario nazionale preimpostati. Se ne è dunque dedotto che all'aumento del coefficiente di sezione, a causa del quale anche quest'ultima ovviamente aumenta, il costo totale subisce un incremento qualsiasi sia il prezzo unitario.

Si precisa che l'approccio teorico utilizzato per effettuare i calcoli ottenuti è stato quello presente nella Norma CEI IEC 60287-3-2, all'interno della quale per poter determinare il costo totale dei conduttori in d.c. (CT) non si considera solo il costo di investimento del rame (CI), ma anche il costo attualizzato delle perdite (CJ).

Nel corso degli anni il prezzo relativo del rame ha subito un decremento fino al 2016, per poi caratterizzarsi secondo un andamento crescente che prosegue tutt'ora; è in ultimo previsto che esso si stabilizzi nel 2022. Al contrario, il prezzo dell'energia sta assumendo nel tempo un'andamento via via decrescente e di conseguenza, si può affermare che la metodologia sfruttata per determinare il costo totale non sembra avere dei risultati incisivi dal punto di vista economico, qualora sia il rame sia l'energia dovessero mantenere un andamento di questo tipo; risulterebbe invece ottimale se il prezzo di quest'ultimo diminuisse e quello dell'energia aumentasse.

Bibliografia

- [1] <https://www.docenti.unina.it/webdocenti-be/allegati/materiale-didattico/653986>
- [2] <https://library.e.abb.com/public/9b8b2685a780f657c125780e00407e1b/1SDC007109G0902.pdf>
- [3] <http://www.aros-solar.com/it/1%E2%80%99importanza-dell%E2%80%99mppt-maximum-power-point-tracker>
- [4] https://www.voltimum.it/sites/www.voltimum.it/files/it/attachments/pdi/f/1202guida_cavi_fotovoltaico_2012.pdf
- [5] <http://www.egea.it/energia/energia-rinnovabile-e-pulita/>

Ringraziamenti

Ed ecco che infine anche io posso dire di essere giunto alla fine di questo lungo e faticoso percorso, durante il quale ho avuto modo di crescere e maturare, prendendomi carico delle mie responsabilità. Essendo dunque giunto al termine di questa carriera universitaria è di mio dovere ringraziare quelle persone che sono state al mio fianco e che hanno contribuito al raggiungimento di questo obiettivo.

In primis, un ringraziamento speciale al mio relatore Maurizio Repetto, per essersi reso sempre disponibile in questi mesi, per essere stato paziente e per avermi trasmesso le sue conoscenze durante tutto il percorso di stesura dell'elaborato.

In particolar modo ringrazio infinitamente mamma e papà che mi hanno permesso di raggiungere tale traguardo. Vi ringrazio per la vostra costante presenza, il vostro sostegno riguardo ogni mia decisione e per i vostri insegnamenti, senza i quali oggi non sarei ciò che sono. Senza di voi, tutto questo non sarebbe stato possibile.

Un ringraziamento speciale va a tutta la mia famiglia che da sempre mi è rimasta accanto, riponendo piena fiducia in questa mia scelta. La famiglia non è una cosa importante. È tutto.

Ringrazio il mio amore Nicoletta per avermi trasmesso la sua immensa forza e il suo coraggio. Diventata ormai la mia complice di vita sostenendo ogni mia decisione e credendo in me. Grazie per tutto il tempo che mi hai dedicato. Grazie perché ci sei sempre stata. Grazie che continui a sopportarmi e supportarmi.

In ultimo, ma non per importanza, ringrazio tutti i miei amici con cui da sempre ho condiviso attimi di gioia e di tristezza, ma che nonostante tutto sono rimasti accanto a me, volendomi bene per quello che sono.

A tutti voi, grazie!