



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



DIPARTIMENTO
DI INGEGNERIA
DELL'INFORMAZIONE

Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione
Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Elettronica

Tipologie di celle solari e principali tecniche di prova su pannelli fotovoltaici ai fini della certificazione europea

Relatore: Prof. Tommaso Caldognetto

Laureando: Nicoló Guglielmi

Correlatore: Prof. Marco Stellini

ANNO ACCADEMICO 2022 - 2023

Data di Laurea 25/09/2023

Autore: Nicoló Guglielmi

Indice

Elenco delle figure	5
Abstract	7
1 Introduzione	9
1.1 Sole	9
1.2 Storia ed evoluzione della produzione di energia solare	12
1.3 Energia solare oggi e nel futuro. Evoluzione economica dei pannelli	15
2 Semiconduttori	19
2.1 Tipologia solidi: conduttori, isolanti e semiconduttori	19
2.2 Silicio	21
2.3 Drogaggio del silicio e cambiamento delle proprietà fisiche	23
2.3.1 Drogaggio di tipo N	23
2.3.2 Drogaggio di tipo p	24
2.4 Correnti nei semiconduttori ed equazioni fondamentali	25
2.4.1 Densità di corrente di drift	25
2.4.2 Densità di corrente di diffusione	26
2.4.3 Equilibrio e non equilibrio termodinamico	26
2.4.4 Tempo di vita medio e libero cammino medio delle cariche	27
2.5 Giunzione p-n	28
2.5.1 Polarizzazione esterna della giunzione p-n	30
2.5.2 Caratteristica I-V giunzione p-n	31
3 Cella solare al silicio	33
3.1 Fotogenerazione	34
3.2 Lunghezza d'onda critica	34
3.3 Corrente fotogenerata	35
3.4 Circuito equivalente	36

3.5	Efficienza e Fill Factor	38
3.6	Coefficiente assorbimento e profondità assorbimento	39
3.7	Dipendenza parametri cella solare dalla temperatura	42
3.8	Parametri parassiti	43
3.8.1	Resistenza serie	43
3.8.2	Resistenza di shunt	44
3.8.3	Circuito equivalente complessivo	45
4	Celle solari a film sottile	47
4.1	Realizzazione film sottile	49
4.2	Silicio amorfo	49
4.3	Cella P.I.N. (p-intrinseco-n)	50
4.3.1	Realizzazione cella p.i.n.	51
4.3.2	Corrente fotogenerata nella cella p.i.n	52
4.4	Celle multigiunzione (cenni)	53
5	Cenni sulle generazioni di celle solari	55
6	Legislazione riguardante i pannelli fotovoltaici	59
6.1	Tecniche di prova ai fini della certificazione europea	59
6.2	CEI EN 61215-1:2021	60
6.3	CEI EN 61215-2:2021	62
6.4	Revisione delle norme in vigore	71
	Bibliografia	73

Elenco delle figure

1.1 Sole.	9
1.2 Spettro AM0 misurato sperimentalmente.	11
1.3 Spettri AM0, AM1.5G, AM1.5D.	12
1.4 Primi pannelli solari installati da Fritts a New York, 1884.	13
1.5 Blocco di silicio monocristallino (a sinistra) e wafer di silicio con già presenti circuiti integrati (a destra).	14
1.6 Andamento nel tempo del consumo di energia nel mondo.	16
1.7 Andamento quantità pannelli solari presenti nel mondo.	17
1.8 Andamento e previsioni totali installazioni pannelli FV nelle varie regioni del mondo.	17
1.9 Andamento prezzo pannelli FV su Watt nel tempo.	18
2.1 Rappresentazione bande energetiche per i 3 tipi di solidi.	20
2.2 Reticolo cristallino silicio.	21
2.3 Elettrone libero e lacuna legata all'atomo di silicio, con relativa rappresentazione delle energie dei due.	22
2.4 Drogaggio di tipo N con aggiunta fosforo e relative bande energetiche.	23
2.5 Drogaggio di tipo P con aggiunta boro e relative bande energetiche.	24
2.6 Giunzione p-n.	28
2.7 Barriera di potenziale in una giunzione p-n.	29
2.8 Polarizzazione diretta e inversa della giunzione p-n. Notare la dimensione della zona di svuotamento nei due casi.	30
2.9 Caratteristica I-V giunzione p-n.	31
3.1 Schematizzazione cella solare ed effetto di fotogenerazione.	33
3.2 Grafico dello spettro AM1.5 con evidenziata la potenza utile alla cella solare al silicio e quella che si trasforma in calore.	34
3.3 Caratteristica I-V cella solare.	35

3.4	Circuito equivalente della cella solare in prima approssimazione, con e senza carico esterno.	37
3.5	Punti di lavori ammissibili per la cella solare.	37
3.6	Rappresentazione area di massima potenza erogabile (A) e prodotto $V_{oc}I_{sc}$. Vale che $FF = \frac{A}{B}$.	38
3.7	Andamento di coefficienti di assorbimento in funzione della distanza dalla superficie.	40
3.8	Profondità di assorbimento di cSi. All'aumentare dello spessore della cella, si ha un aumento delle lunghezze d'onda che il materiale riesce ad assorbire (ovvero assorbe fotoni sempre meno energetici).	41
3.9	Caratteristica I-V cella solare all'aumentare della temperatura (25, 50 e 75°C).	42
3.10	Circuito equivalente con resistenza serie e modifica caratteristica I-V.	43
3.11	Circuito equivalente con la resistenza di shunt e modifica caratteristica I-V.	44
3.12	Circuito equivalente complessivo.	45
4.1	Andamento potenza in funzione dello spessore della cella.	48
4.2	Profondità assorbimento aSi e cSi.	48
4.3	Silicio cristallino e Silicio amorfo.	49
4.4	Cella p-i-n (1).	51
4.5	Cella p-i-n (2).	52
4.6	Cella p-i-n (finale).	52
4.7	Cella solare multigiunzione e relativo spettro AM1.5 dove viene indicato quale parte della cella assorbe quale pezzo di spettro.	54
5.1	Riassunto generazioni celle solari.	56
5.2	Evoluzione efficienza celle solari, NREL.	58
6.1	Descrizione processo certificazione moduli fotovoltaici.	63
6.2	Tabella riassuntiva delle prove per i moduli fotovoltaici.	64
6.3	Caratteristica I-V della cella solare irradiata (in rosso) e ombreggiata (in blu).	66
6.4	Definizione cicli termici per il test. Si noti la temperatura massima, minima e la definizione della massima variazione di temperatura nel tempo.	68
6.5	Setup per il test della grandine.	70
6.6	Riassunto versioni normativa EN IEC 61215-1:2021.	72

Abstract

Il fotovoltaico è una tecnologia che si sta sempre più affermando nella produzione di energia globale come sostituto dei combustibili fossili, assieme alle altre fonti di energia rinnovabili.

In questo documento si vedrà inizialmente una panoramica generale sul sole, sulla storia delle celle solari, per poi passare ad aspetti più economico-politici.

Successivamente ci sarà una trattazione riguardante la fisica dei semiconduttori, utile per capire il funzionamento fisico della cella solare.

Seguirà poi un capitolo riguardante la cella solare al silicio, la prima studiata ed utilizzata commercialmente, con relativo funzionamento e parametri notevoli.

In seguito si discuterà delle celle solari a film sottile, immediata evoluzione delle prime, con relativi pro e contro. Per finire con l'argomento, ci sarà un breve cenno sulle famiglie di celle solari, con tipologie e varie efficienze.

Si tratteranno infine le leggi inerenti l'acquisizione della certificazione europea per il commercio dei pannelli fotovoltaici. Si spiegheranno i concetti base di questa norma, con approfondimento di qualche procedura di test, per poi concludere con una sintesi dei cambiamenti riportati dall'evoluzione della normativa.

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Sole

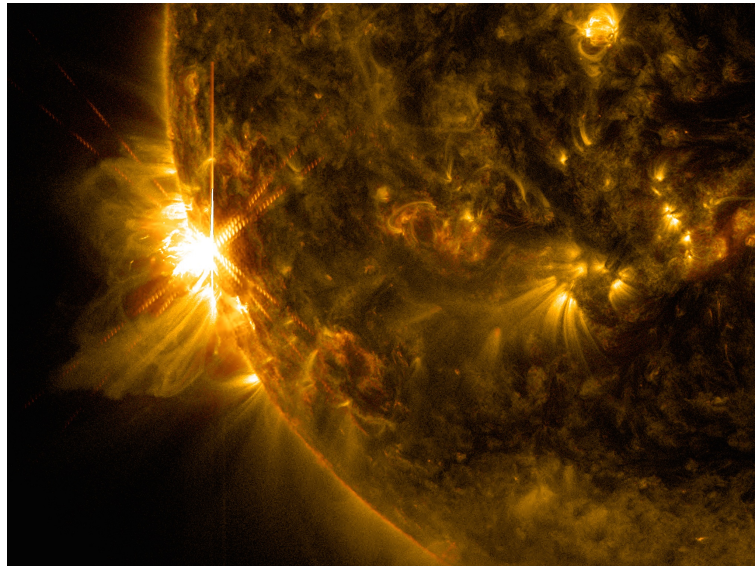


Figura 1.1: Sole.

È la stella al centro del sistema solare, ha una massa 330 mila volte quella della Terra e diametro di circa 100 volte. Il nucleo ha una temperatura di circa 15 milioni di gradi, che da origine (e continuità) alle fusioni nucleari all'interno di esso, dovute agli elementi che lo compongono (idrogeno per il circa 73%, elio per il 25% e altri elementi in minoranza).

Il nucleo del sole ogni secondo fonde circa 600 milioni di tonnellate di idrogeno, generando una energia pari a circa $4 * 10^{26}$ Joule. Una piccola

parte dell'energia prodotta dal sole viene irradiata nello spazio sotto forma di radiazione elettromagnetica con lunghezza d'onda del visibile (luce, 400-700 nm), ultravioletta e infrarossa.

L'*irraggiamento solare* è la potenza su unità di superficie [W/m^2] che si ha in una determinata posizione nello spazio a causa della radiazione elettromagnetica del Sole.

Data la relazione dell'energia dei fotoni descritta dalla Legge di Planck

$$E = h * \nu = h * \frac{c_0}{\lambda} \quad (1.1)$$

con $c_0 \approx 3 * 10^8$ m/s, velocità della luce nel vuoto e λ lunghezza d'onda della parte di radiazione presa in considerazione.

Si capisce che le componenti spettrali della luce solare non hanno lo stesso contenuto energetico, poiché le lunghezze d'onda si estendono da circa 100 nm a circa $2.5\mu m$.

Si può calcolare la potenza della radiazione solare incidente su una superficie di area unitaria, *irradianza*, come

$$P = \Phi * E = \Phi * h * \frac{c_0}{\lambda} [W/m^2] \quad (1.2)$$

con Φ = numero fotoni che incide su una superficie di area unitaria.

Integrando questa potenza tra tutte le possibili lunghezze d'onda dello spettro, si ottiene l'*irradianza spettrale* F [$W/(m^2 * nm)$].

L'irradianza spettrale varia a seconda di dove viene misurata, a causa delle interazioni (o meno) che lo spettro elettromagnetico ha con l'atmosfera.

Se viene misurato fuori dall'atmosfera, l'irradianza spettrale si indica con AM0 (Air Mass 0), e sperimentalmente si ottiene l'andamento della figura [1.2](#)

L'area sottesa dalla curva è la potenza specifica complessiva P .

Svolgendo l'integrale, si ottiene che la potenza complessiva al di fuori dell'atmosfera terrestre è di

$$P_{sc} = 1353W/m^2 \quad (1.3)$$

con P_{sc} che prende il nome di *costante solare*.

Considerando la superficie media della Terra esposta alla radiazione solare, si ha che la potenza intercettata è pari a circa 175.000 TW. Ragionando in termini di energia, nel 2019 l'umanità ha utilizzato 153.000 TWh, perciò in linea prettamente teorica un'ora di esposizione della Terra alla radiazione solare basterebbe per soddisfare il fabbisogno energetico terrestre

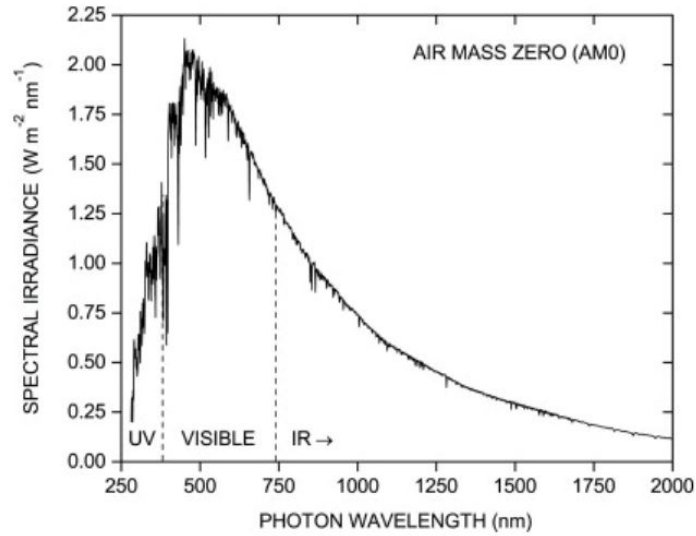


Figura 1.2: Spettro AM0 misurato sperimentalmente.

di un anno. Questa comparativa fa riflettere sulla necessità di ricercare e sviluppare celle solari sempre più efficienti, così da sfruttare maggiormente l'energia fornita tutti i giorni dal sole, con la prospettiva di un futuro più sostenibile.

Per rilevare la potenza al suolo, è necessario tenere conto dell'inclinazione del sole e dell'assorbimento dell'atmosfera terrestre. Si definiscono quindi degli standard **AM, Air Mass**, i quali sono definiti come $AM = \frac{1}{\cos\theta_z}$, con θ_z angolo che i raggi del sole formano con la normale al piano dell'orizzonte.

Più il sole è inclinato rispetto al piano, più attenuazione della radiazione solare ci sarà, come è intuibile dalla nostra esperienza (ci si scotta maggiormente con il sole alto nel cielo piuttosto che al tramonto). Da questa definizione, per convenzione si hanno vari valori di AM, i più significativi sono AM1 ($\theta_z = 0^\circ$, normale al terreno), AM1.5 ($\theta_z = 48.2^\circ$) e AM2 ($\theta_z = 60^\circ$).

Si prende AM1.5 come riferimento per il confronto dei dispositivi fotovoltaici, usando simulatori solari che riproducono lo spettro standard, secondo la norma IEC 60904-9.

Inoltre vengono definite

- AM1.5G radiazione globale incidente nel terreno, che tiene in considerazione la luce diffusa dall'interazione con l'atmosfera. Ha un'irradianza di valore medio di circa 1 kW/m^2 ;

- AM1.5D radiazione diretta incidente nel terreno, escludendo la diffusione dell'atmosfera. Il valore medio dell'irradianza è di circa 800 W/m^2 .

Ad esempio, il valore DNI (direct normal irradiance, radiazione ricevuta in una superficie perpendicolare al sole) alle coordinate 45.4084895, 11.8892259 (il dipartimento del DEI), durante il solstizio d'estate al culmine del sole dell'anno 2019, era di 815 W/m^2 , dato simile al valore medio dell'irradianza dello spettro AM1.5D.

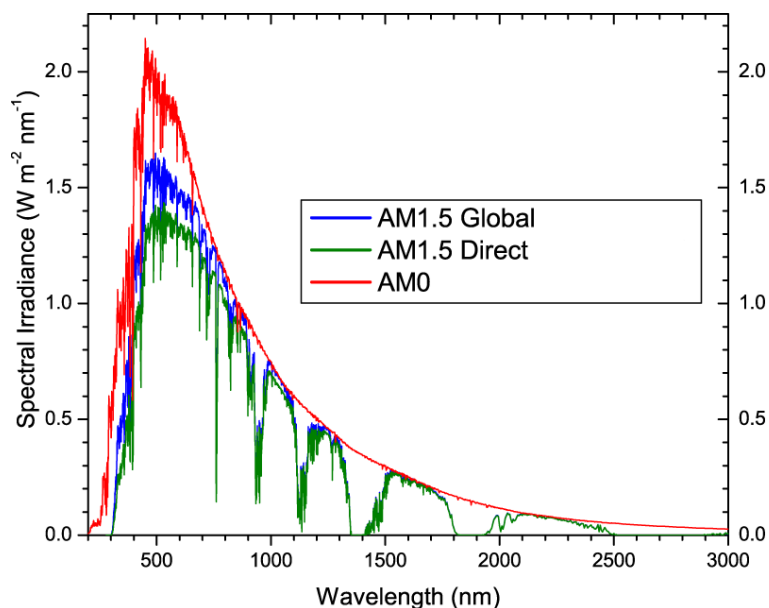


Figura 1.3: Spettri AM0, AM1.5G, AM1.5D.

Come è possibile notare a primo sguardo nella figura [1.3](#) la differenza rilevante tra lo spettro AM0 e AM1.5 è la presenza di “buchi” di irradianza dipendenti da range di lunghezze d’onda: questo è causa dell’interazione tra la radiazione e ad alcuni elementi dell’atmosfera, i quali assorbono parte della radiazione. Questi elementi sono O_3 , H_2O , CO_2 .

1.2 Storia ed evoluzione della produzione di energia solare

Già dal settimo secolo A.C. ci sono fonti che descrivono l’utilizzo del sole come mezzo per innescare fuoco tramite specchi, e quindi era già stata raggiunta all’epoca la cognizione del sole non solamente come “cosa-divinità-colui che regola il tempo e le stagioni” presente nel cielo ma anche come

“strumento” da poter manipolare a proprio piacimento. Un altro esempio può essere il riscaldamento delle terme romane sempre tramite l'utilizzo del sole.

Per quanto riguarda l'utilizzo del sole come fonte di energia elettrica, il primo scienziato che pubblicò un articolo di esperimenti sull'osservazione dell'effetto fotoelettrico fu Alexandre Edmond Becquerel nel 1839, il quale notò l'aumento di produzione di energia in una batteria a celle formata da 2 elettrodi di Argento e Platino in una soluzione conduttiva se esposta alla radiazione solare.

Successivamente, nel 1873 Willoughby Smith scoprì la diminuzione di resistenza del Selenio se sottoposto a luce, e quindi ad un suo effetto fotoconduttivo, e tre anni dopo si scoprì anche che questo elemento riusciva a generare corrente elettrica quando esposto alla luce, grazie agli studi di William Grylls Adams e Richard Evans Day. Questo portò Charles Fritts alla creazione della prima cella solare nel 1883, fatta di wafer di Selenio.

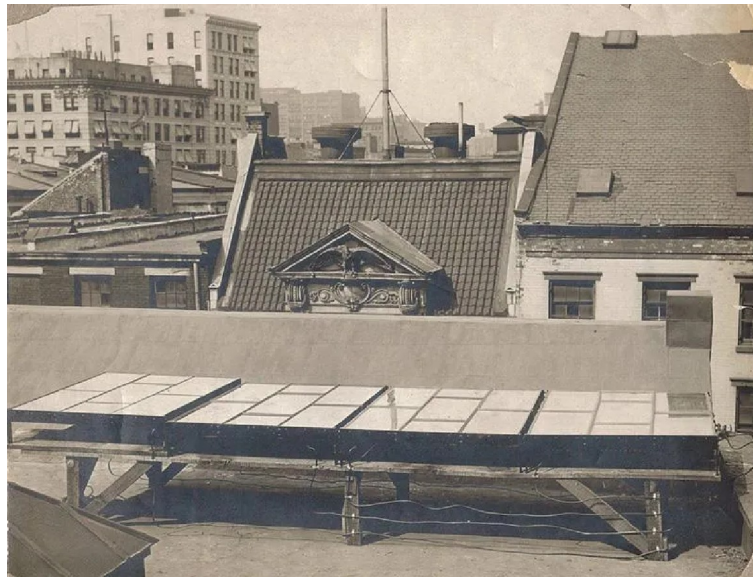


Figura 1.4: Primi pannelli solari installati da Fritts a New York, 1884.

L'efficienza fu inizialmente del circa 0.5%, aumentata fino al 1-2% negli anni successivi, includendo i wafer di selenio in due strati sottili di materiale metallico (oro).

L'approfondimento dello studio di questo fenomeno non fu possibile prima della teoria dei quanti di luce di Max Planck del 1900 e della pubblicazione nel 1905 della spiegazione dell'effetto fotoelettrico di Albert Einstein, per la quale ricevette nel 1921 il Premio Nobel per la Fisica. Si capì

che solamente i fotoni corrispondenti ad una lunghezza d'onda minore di quella critica riuscivano a provocare l'effetto fotoelettrico, ovvero che il fotone, colpendo il reticolo di un materiale, è in grado di liberare un singolo elettrone da un atomo.

Fondamentale scoperta fu quella di Jan Czochralski nel 1918, il quale capì come produrre blocchi di silicio monocristallino puro, che portò ad una vera e propria rivoluzione nei processi produttivi di dispositivi contenenti silicio.

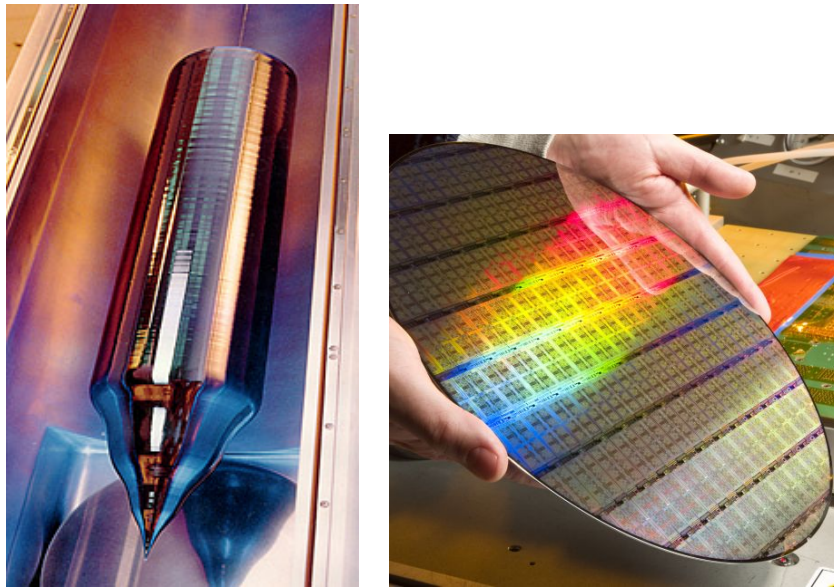


Figura 1.5: Blocco di silicio monocristallino (a sinistra) e wafer di silicio con già presenti circuiti integrati (a destra).

Nel 1940 si finì di sviluppare la prima cella solare al silicio, tramite gli studi di Russel Ohl avvenuti nei laboratori Bell. Solamente nel 1954 si sviluppò un processo per il drogaggio del silicio grazie a Calvin Fuller nei laboratori Bell, che conseguì nella creazione della prima giunzione p-n con Gerald Pearson, “unendo” silicio drogato (con boro e arsenico) e litio. Assieme al loro collega Daryl Chapin, riuscirono ad aumentare l'efficienza della loro cella dal 4% all'11%, un notevole passo in avanti rispetto al passato.

I primi utilizzi dell'effetto fotoelettrico furono non per la produzione di energia, in quanto l'utilizzo di carbone era enormemente più conveniente dal punto di vista economico, ma come sensori, ad esempio il sensore di luce per le macchine fotografiche sviluppato da Werner Siemens.

Nel 1955 si ebbe la prima applicazione della cella solare come alimentazione di una rete di telecomunicazioni in Georgia. Successivamente, l'utilizzo di quest'ultime fu sempre maggiore, come per l'alimentazione (parziale) del satellite Vanguard-I americano messo in orbita nel 1958 con 6 celle solari al silicio (durate 8 anni, un'impresa per l'epoca) e come per il corrispettivo Sputnik-3 russo un mese dopo. La corsa alla scoperta dello spazio durante la guerra fredda fu uno dei motori dell'avanzamento delle tecnologie fotovoltaiche.

Negli anni '70 si svilupparono nuovi processi produttivi e si iniziò ad utilizzare anche silicio policristallino e amorfo che permisero la realizzazione delle celle solari a minor costo, e di conseguenza iniziarono ad essere presenti anche nel mercato "pubblico".

Con il passare del tempo, si raggiunsero efficienze sempre maggiori, ad esempio nel 1985 si arrivò al 20%. La produzione di celle solari fino agli anni '90 fu consistente negli USA, per poi passare in Europa e in Asia negli anni 2000.

1.3 Energia solare oggi e nel futuro. Evoluzione economica dei pannelli

La Conferenza di Parigi sul clima del 2015 stabilisce i limiti globali di:

- aumento complessivo di temperatura. Nel futuro, si vuole mantenerla circa ad un $+1.5^{\circ}\text{C}$ rispetto ai livelli preindustriali per cercare di mitigare il cambiamento climatico;
- emissioni di gas ad effetto serra (come CO_2). Entro il 2030 l'obiettivo è ridurle del 55% rispetto al 1990, mentre per il 2050 di azzerarle.

Questo ha fatto sì che negli ultimi anni ci sia stato uno sviluppo e investimento notevole sulla produzione di energia rinnovabile.

Come si vede dalla figura [1.6](#) sotto riportata, la maggior parte dell'energia prodotta deriva ancora da metodi "tradizionali" ed inquinanti. L'obiettivo dell'umanità è quello di cercare di invertire il trend, facendo sì che le energie rinnovabili siano le maggiori fornitrici di energia. Si nota il valore di energia complessivamente utilizzata intorno ai 170.000 TWh, di cui 5% fornita da fonti rinnovabili (il 50% deriva dall'energia idroelettrica e solamente per un 15% l'energia solare, circa 1300 TWh). Si nota però una crescita esponenziale dell'utilizzo del solare e dell'eolico a partire da i primi anni 2000, che fa ben sperare per il futuro.

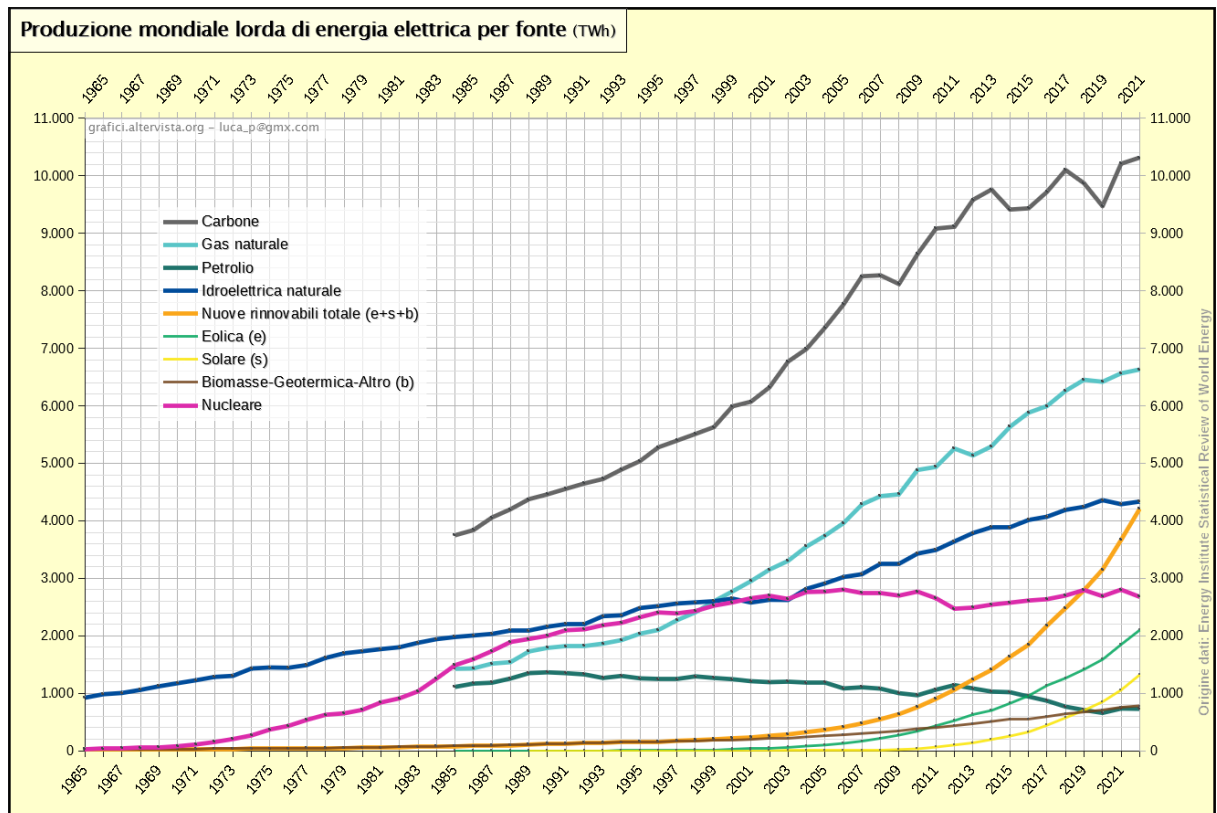


Figura 1.6: Andamento nel tempo del consumo di energia nel mondo.

Secondo un documento di IRENA, Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili, il fotovoltaico (*d'ora in poi nel documento potrà essere sostituito da FV o da PV*) è una tecnologia matura e in rapida crescita, con costi competitivi, e secondo le loro previsioni e secondo il loro piano REmap, nel 2050 il solo fotovoltaico ridurrebbe il 21% delle emissioni di CO_2 , pari a circa 4.9Gt.

L'aumento di installazioni di pannelli fotovoltaici, a livello industriale e civile, è in crescita repentina. Rispetto al 2018, la disponibilità mondiale di capacità di produzione in GW dei pannelli fotovoltaici nel 2022 è raddoppiata di circa 2 volte e mezzo (da 480 GW a 1.18TW), mentre le previsioni indicano che nel 2030 ci sarà a disposizione 2.84TW di capacità e nel 2050 ben 8.52 TW (si veda l'immagine di figura [1.7](#)).

La suddivisione mondiale della quantità di "capacità solare" è molto sbilanciata verso l'Asia, come si può notare dalla figura [1.8](#) sia attualmente che secondo le previsioni per il futuro. Infatti, per le politiche del 2019, l'Asia è il maggior investitore in fotovoltaico, con un impiego di denaro

1.3 Energia solare oggi e nel futuro. Evoluzione economica dei pannelli

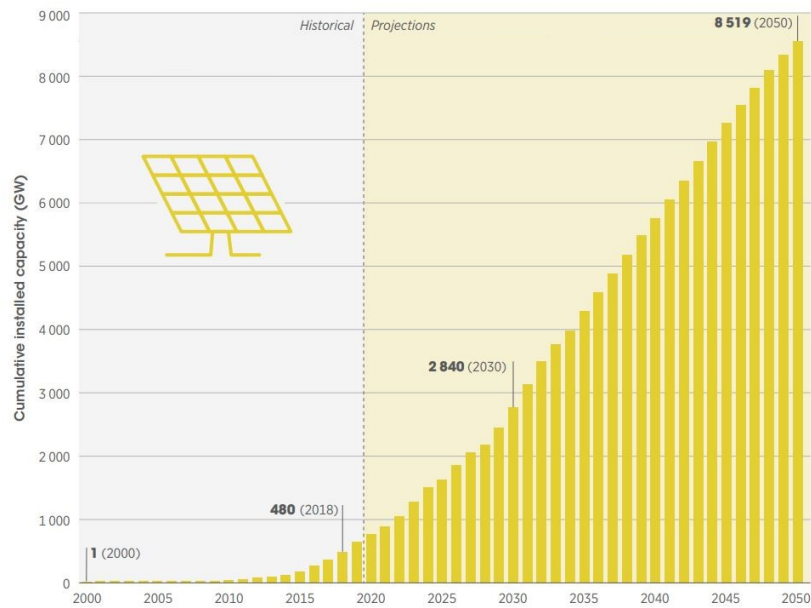


Figura 1.7: Andamento quantità pannelli solari presenti nel mondo.

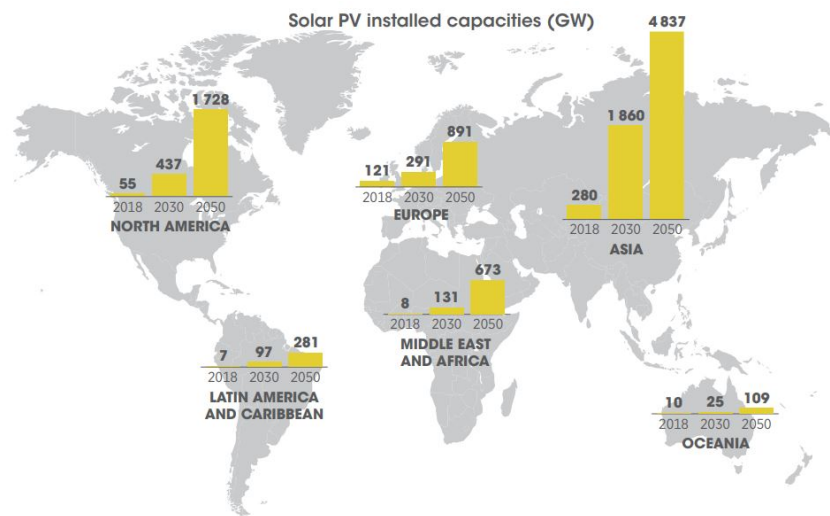


Figura 1.8: Andamento e previsioni totali installazioni pannelli FV nelle varie regioni del mondo.

pari a circa 110 miliardi di dollari all’anno, a confronto del Nord America con 37 miliardi/anno e l’Europa con solamente 19 miliardi/anno.

Con l’incremento della quantità di pannelli fotovoltaici nel mondo, si ha una diminuzione drastica del costo di installazione di questi (figura 1.9).

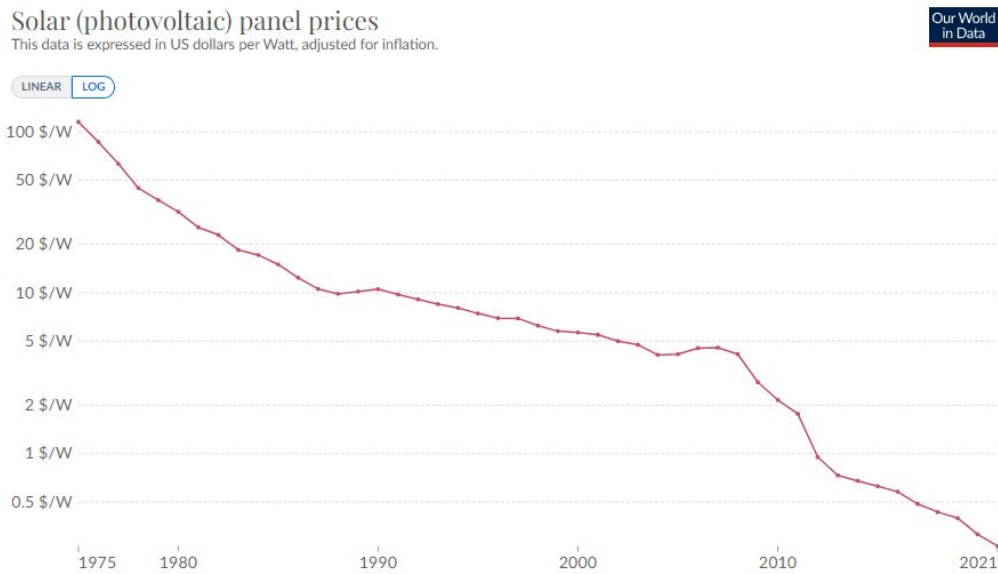


Figura 1.9: Andamento prezzo pannelli FV su Watt nel tempo.

Solamente dal 2010 al 2018 si è avuta una riduzione del circa 74%.

Per l'acquisto di energia proveniente dal solare invece, nel 2010 era mediamente di 37 centesimi/kWh, per poi passare a 8.5 centesimi/kWh nel 2018. Nel 2023 si è intorno ai 6-8 centesimi/kWh, e per il futuro ci si aspetta nel 2030 dai 2-8 centesimi/kWh fino al 2050 1.4-5 centesimi/kWh.

Come suggeriscono i dati sopra riportati, stiamo vivendo un forte sviluppo delle tecnologie fotovoltaiche, sia in ambito di produzione ma anche in ambito di ricerca. Ci saranno dei capitoli della tesi in cui si approfondirà queste tematiche, trattando le varie tecnologie presenti, quelle in via di sviluppo, con relativi rendimenti e pro-contro.

Capitolo 2

Semiconduttori

Prima di approfondire la cella solare, è necessario introdurre alcuni concetti della fisica dei semiconduttori.

2.1 Tipologia solidi: conduttori, isolanti e semiconduttori

Secondo la fisica quantistica, un elettrone viene descritto in modo univoco da quattro numeri:

- Numero Quantico Principale n : indica il livello energetico a cui appartiene l'elettrone studiato, e va da 1 a 7, con 1 il valore "minimo" di energia, 7 il valore "massimo". Più il livello energetico è basso, più sarà difficile estrarre l'elettrone dal nucleo. (Nota bene, essendo le energie considerate negative, per valore "minimo" si intende quello con modulo massimo).
- Numero Quantico Secondario l : determina la forma dell'orbitale in cui è presente l'elettrone, ovvero dove l'elettrone in questione ha probabilità del 100
- Numero Quantico Magnetico ml : da informazioni sull'orientazione nello spazio dell'orbitale
- Numero Quantico di Spin: solamente per atomi polielettronici (non idrogenoidi). Rappresenta il senso di rotazione dell'elettrone.

Dal modello atomico di Bohr, si ha che per ogni elemento chimico la nuvola di elettroni di carica negativa è legata al nucleo di carica positiva, mantenendo la carica complessiva pari a 0.

Per aumentare la stabilità del sistema, un insieme di atomi si posizionano ad una distanza che corrisponde alla complessiva minima energia dovuta alle interazioni tra di essi. A questa distanza, si legano tramite vari legami chimici, come il legame covalente dove atomi condividono i propri elettroni per completare l'ottetto, con lo scopo di diminuire il livello energetico complessivo.

Un esempio per noi rilevante sono i solidi cristallini, i quali hanno una disposizione ordinata e ripetuta di atomi nello spazio che vanno a formare il materiale in considerazione, e i solidi amorfi, che al contrario non hanno una disposizione ordinata nello spazio (verranno approfonditi nel capitolo 4 del documento).

Per il caso di un numero molto elevato di atomi legati tra di loro, si formano le cosiddette *bande energetiche*, ovvero livelli di energia discreti concessi agli elettroni all'interno del sistema. Si parla di

- *banda di valenza* per lo "strato" di elettroni più esterno legati all'atomo, che definisce le proprietà fisiche dell'elemento e che viene usato per formare i legami tra gli atomi
- *banda di conduzione* per gli elettroni non legati all'atomo e quindi liberi di circolare per il reticolo cristallino, con la conseguente possibilità di essere portatori di carica per la corrente. Ha energia maggiore rispetto alla banda di valenza.

A temperatura di 0K, idealmente, tutti gli elettroni sono contenuti nella banda di valenza, mentre nessun elettrone è presente nella banda di conduzione.

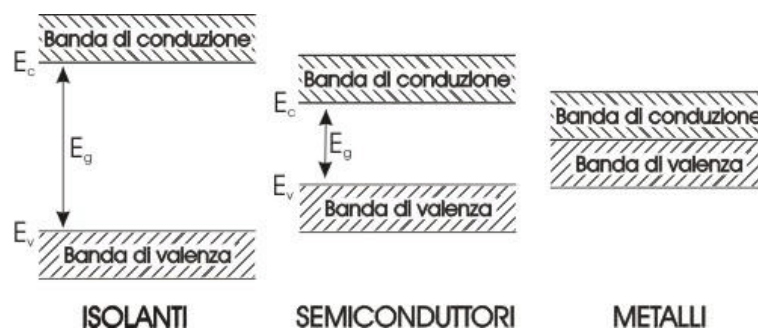


Figura 2.1: Rappresentazione bande energetiche per i 3 tipi di solidi.

Nei metalli, banda di valenza e banda di conduzione sono a contatto, ciò significa che con una minima energia fornita ad un elettrone, quest'ultimo può staccarsi dall'atomo e dal legame ed essere libero di circolare nel

reticolo. Questo permette ai metalli di essere dei conduttori di corrente elettrica, perché a temperatura ambiente l'energia cinetica corrispondente è tale da far staccare gli elettroni dagli atomi, che quindi hanno la possibilità di circolare lungo il reticolo cristallino.

Per i semiconduttori e per gli isolanti, come si vede in figura, le due bande non sono a contatto ma sono separate da un "salto energetico" detto **band gap**, che corrisponde alla minima energia da fornire ad un elettrone per staccarsi dai legami e per poter circolare liberamente nel reticolo. Per i semiconduttori, questo band gap è dell'ordine di unità di eV (che equivale a $1.6 * 10^{-19} J$), mentre per gli isolanti è dell'ordine della decina di eV. A temperatura ambiente, l'energia cinetica non è sufficiente a far trovare un considerevole numero di elettroni in banda di conduzione, non permettendo quindi il flusso di corrente elettrica.

2.2 Silicio

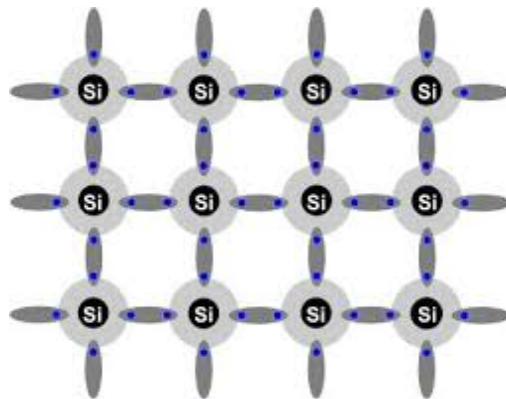


Figura 2.2: Reticolo cristallino silicio.

In elettronica, il materiale più comune per qualsiasi tipo di dispositivo è il silicio (Si), semiconduttore del quarto gruppo della tavola periodica (quattro elettroni in banda di valenza).

Il valore di band gap è di $E_{Si} = 1.12 eV$.

È il materiale più usato per varie ragioni, tra cui l'abbondanza dell'elemento sulla Terra (basti pensare alla sabbia) e per ragioni storiche, essendo stato uno dei primi materiali ad essere utilizzati/studiati.

Tornando al discorso del reticolo cristallino, in maniera semplificata e in due dimensioni, si può descrivere come in figura [2.2](#)

Si possono notare i 4 elettroni più esterni che vengono messi a disposizione agli atomi vicini per far raggiungere l'ottetto a tutti gli atomi di silicio, ottenendo così l'unione degli atomi tramite legami covalenti.

Un fenomeno particolare e fondamentale presente solamente nei semiconduttori è il fatto che la conduzione di corrente elettrica non è dovuta solamente agli elettroni che riescono a circolare, ma anche dalla mancanza degli elettroni di legame.

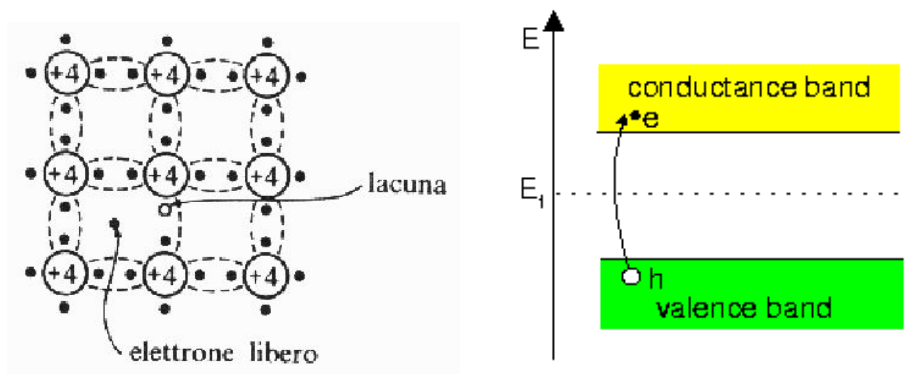


Figura 2.3: Elettrone libero e lacuna legata all'atomo di silicio, con relativa rappresentazione delle energie dei due.

Se ad un elettrone viene fornita sufficiente energia (pari al band gap), nello staccarsi dall'atomo lascia un legame metà vuoto. Si può pensare che per ogni elettrone di carica negativa che si stacca dal legame, si forma una particella "fittizia", chiamata *lacuna*, di carica positiva, che rimane legata all'atomo. Questo fenomeno viene indicato con il nome di *Generazione di coppie elettrone-lacuna*.

Dato che in fisica quantistica si trattano fenomeni probabilistici, è possibile che un elettrone ricada all'interno di un legame lasciato vuoto a metà, annullando la lacuna associata ad esso o ad un altro elettrone libero. Questo invece prende il nome di *Ricombinazione di coppie elettrone-lacuna*.

Dato che ad un elettrone libero deve corrispondere una lacuna, vale che

$$n_i = n = p \quad (2.1)$$

con n elettroni liberi, p lacune nei legami.

Di conseguenza,

$$np = n_i^2 \quad (2.2)$$

relazione fondamentale che prende il nome di *Legge dell'azione di massa*.

A temperatura ambiente, la concentrazione degli elettroni liberi per il silicio è di $n_i = 1.45 \cdot 10^{10} \text{ cm}^{-3}$, ben 12 ordini di grandezza inferiori

2.3 Drogaggio del silicio e cambiamento delle proprietà fisiche²³

dalla quantità di atomi presenti in un cm^3 , circa $5 * 10^{22}$. Quindi, il silicio intrinseco è a tutti gli effetti un isolante. (Notare che invece i metalli hanno tutti gli elettroni liberi!).

Per rendere il silicio utilizzabile nell'elettronica, si ricorre all'alterazione del reticolo cristallino del materiale intrinseco per modificarne le proprietà chimiche, il numero di elettroni o lacune libere prevalentemente, sotto il processo detto *drogaggio*.

2.3 Drogaggio del silicio e cambiamento delle proprietà fisiche

Essendo gli elettroni e le lacune presenti nel reticolo del silicio intrinseco non sufficienti per condurre corrente elettrica, è necessario modificare queste quantità, inserendo nel reticolo impurità, ovvero atomi diversi dal silicio, in concentrazione che dipende dall'utilizzo del materiale semiconduttore a fine processo.

I drogaggi sono di due tipi, il primo che aumenta il numero di elettroni liberi nel reticolo, chiamato drogaggio di tipo N, e il secondo che simmetricamente aumenta il numero di lacune, drogaggio di tipo P.

2.3.1 Drogaggio di tipo N

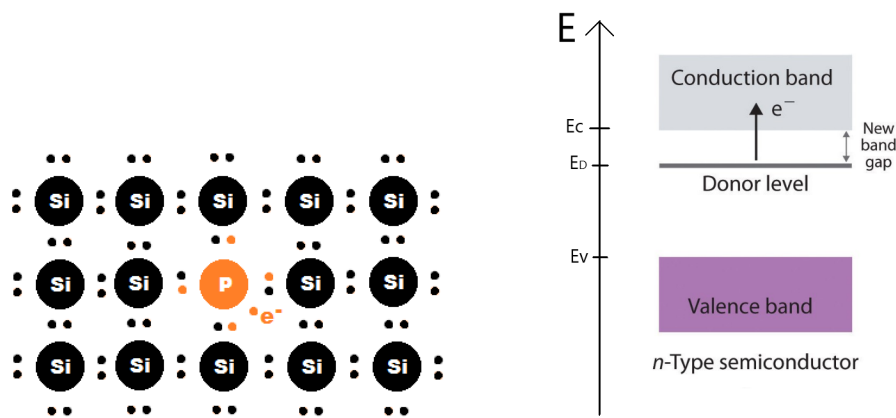


Figura 2.4: Drogaggio di tipo N con aggiunta fosforo e relative bande energetiche.

Per il drogaggio di tipo N, volendo aumentare la quantità di elettroni presenti, è necessario aggiungere al reticolo atomi droganti aventi all'ester-

no almeno un elettrone in più del silicio, come per esempio possono essere gli elementi del quinto gruppo della tavola periodica (fosforo). L'atomo usato per aumentare il numero di elettroni prende il nome di *donatore*.

Come si vede dall'immagine semplificata del processo [2.4](#) l'aggiunta di un atomo di fosforo (P) mantiene saldi i legami covalenti con gli atomi di silicio attorno, e aggiunge un elettrone debolmente legato solamente al proprio atomo. In termini di energie, succede quanto riportato nella figura [2.4](#) di destra.

Il nuovo band gap, E_D , è relativo all'elettrone debolmente legato al reticolo, e vale che a temperatura ambiente l'energia cinetica è sufficiente per avere l'elettrone libero.

L'atomo di fosforo, dopo che l'elettrone "donato" si stacca, diventa un *ione positivo* fisso nel reticolo, in quanto ha una mancanza di un elettrone.

La concentrazione di atomi droganti (e quindi gli elettroni che si aggiungono), dipendentemente dall'utilizzo, varia tra $N_D = 10^{12}$ a 10^{20} *atomi/cm³*, valore molto maggiore rispetto alle cariche libere intrinsecamente, dunque queste ultime si trascurano.

Vale perciò l'approssimazione $n = N_D$, elettroni cariche maggioritarie, e dato che la legge dell'azione di massa vale sempre, le cariche minoritarie, le lacune, sono $p = \frac{n_i^2}{N_D}$.

2.3.2 Drogaggio di tipo p

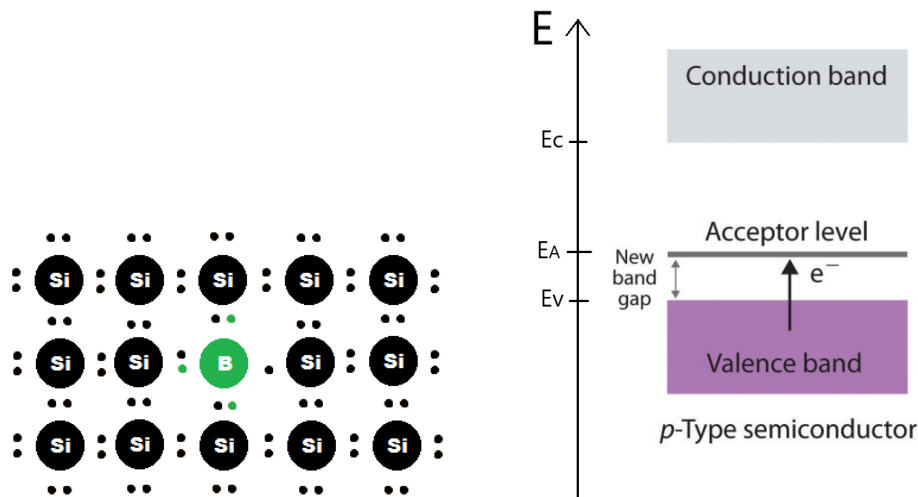


Figura 2.5: Drogaggio di tipo P con aggiunta boro e relative bande energetiche.

In maniera analoga, per il drogaggio di tipo P si aggiungono sempre atomi droganti, ma in questo caso del terzo gruppo (ad esempio boro), che nella banda di valenza possiedono 3 elettroni. L'atomo in questo caso prende nome di *accettore*.

Con l'aggiunta di un atomo avente solo 3 elettroni, uno dei quattro legami covalenti è destinato a rimanere con un "buco". Si è infatti aggiunta una lacuna.

Come prima, dato che la concentrazione di atomi droganti è molto maggiore rispetto alle lacune presenti sul materiale non drogato, si può asserire che $p = N_A$, e $n = \frac{n_i^2}{N_A}$. Osservando la figura 2.5, a livello energetico si è aggiunta una banda prossima alla banda di valenza, dove si posizionano le lacune appena aggiunte dal processo, ed essendo un salto energetico con poca energia, a temperatura ambiente tutte le posizioni a livello energetico E_A sono occupati da elettroni, liberando così un livello energetico in banda di valenza.

L'atomo accettore che acquisisce un elettrone dalla banda di valenza diventa un ione negativo (eccesso di cariche negative) e rimane fisso nel reticolo.

2.4 Correnti nei semiconduttori ed equazioni fondamentali

2.4.1 Densità di corrente di drift

Se il materiale semiconduttore è immerso in un campo elettrico, le cariche libere nel reticolo generano una corrente, proporzionale alla velocità con cui esse riescono a muoversi.

Per gli elettroni, vale $J_{n,drift} = -qnv_n$, con $v_n = -\mu_n E$. Per le lacune, invece, vale $J_{p,drift} = qnv_p$ e $v_n = \mu_p E$. È interessante notare che, sperimentalmente, $\mu_n > \mu_p$. Si può intuire pensando che l'elettrone libero di circolare nel reticolo "fa meno fatica" rispetto alla lacuna, che per circolare deve passare da legame a legame.

Si può complessivamente scrivere

$$J_{n,drift} = qn\mu_n E \tag{2.3}$$

$$J_{p,drift} = qp\mu_p E \tag{2.4}$$

Unendo le due, si ottiene la corrente di drift totale

$$J_{drift} = J_{n,drift} + J_{p,drift} = q(n\mu_n + p\mu_p)E = \sigma E \tag{2.5}$$

2.4.2 Densità di corrente di diffusione

Se il materiale semiconduttore viene drogato in maniera non uniforme, cosa che è solita succedere nelle normali applicazioni, le cariche cercano di ricombinarsi spostandosi lungo il reticolo, intenti a raggiungere l'uniformità, dando origine ad una corrente detta di diffusione.

Si ha che

$$J_{n,diff} = qD_n \frac{dn(x)}{dx} \quad (2.6)$$

$$J_{p,diff} = -qD_p \frac{dp(x)}{dx} \quad (2.7)$$

con D_n e D_p coefficienti di diffusività degli elettroni e delle lacune. Si può notare subito che maggiore è la differenza di concentrazione (derivata), maggiore sarà la corrente di diffusione.

La diffusività, per esempio degli elettroni, è legata alla mobilità tramite la relazione di Einstein $D_n = \mu_n V_T$, con $V_T = \frac{kT}{q}$ tensione termica, circa 26mV a temperatura ambiente. Stessa cosa senza perdita di generalità vale per la diffusività delle lacune, con $D_p = \mu_p V_T$.

Il segno meno che differenzia le due, è necessario per dare senso fisico alla densità di corrente, infatti il segno di $J_{n,diff}$ è opposto al moto degli elettroni, mentre $J_{p,diff}$ ha segno concorde con la direzione del moto delle lacune.

A mano a mano che gli elettroni diffondono nel reticolo per colmare la non uniformità di concentrazione, questi si staccano dai propri atomi (donatori), facendoli diventare degli ioni fissi, che ha una certa carica positiva. Questo fa sì che sia per gli atomi donatori che accettori, si formino degli ioni positivi e negativi fissi nel reticolo, che formano un campo elettrico.

2.4.3 Equilibrio e non equilibrio termodinamico

In condizioni di equilibrio termodinamico, materiale isolato (senza sollecitazioni esterne) e a temperatura fissa, tutti i processi sono all'equilibrio, e dunque la densità di corrente totale nel semiconduttore deve essere pari a zero.

$$J_n = qn\mu_n E + qD_n \frac{dn(x)}{dx} = 0 \quad (2.8)$$

$$J_p = qp\mu_p E - qD_p \frac{dp(x)}{dx} = 0 \quad (2.9)$$

Dalla prima, per esempio, si può ricavare

$$E = -\frac{D_n}{\mu_n} \frac{1}{n(x)} \frac{dn(x)}{dx} = -\frac{V_T}{n(x)} \frac{dn(x)}{dx} \quad (2.10)$$

campo elettrico che si instaura in condizione di equilibrio termodinamico. Il campo elettrico generato crea la corrente di deriva necessaria a compensare esattamente quella di diffusione.

Associato a questo campo elettrico, ricordando che $E(x) = -\frac{dV(x)}{dx}$, si ha la comparsa di una differenza di potenziale dovuta alla differenza di concentrazione di cariche pari a

$$\Delta V = \int_{x_1}^{x_2} -E(x) dx = V_T \ln \frac{n(x_2)}{n(x_1)}$$

In condizioni di non equilibrio termodinamico, come per il nostro caso in cui il semiconduttore è esposto alla radiazione luminosa, la corrente può essere diversa da 0. Infatti, all'esposizione, aumentando l'introito di energia nel reticolo, si ha un aumento di generazione e di ricombinazione, e dunque un aumento di portatori di carica.

Se, in tutta generalità del discorso, il semiconduttore esposto a luce fosse drogato di tipo N, l'unico aumento significativo che si potrebbe osservare è quello delle lacune (cariche minoritarie), in quanto gli elettroni sono in numero molto maggiore e non si distinguerebbe l'incremento di questi ultimi. Essendoci un aumento dei portatori minoritari, si è in una condizione in cui la somma della densità di corrente di drift e quella di diffusione è diversa da 0, condizione utile per utilizzare un dispositivo a semiconduttore come "generatore".

2.4.4 Tempo di vita medio e libero cammino medio delle cariche

Un altro parametro di importanza primaria per le celle solari, come si vedrà successivamente, è il *tempo di vita medio*, il quale indica l'arco temporale delle cariche generate fuori equilibrio prima che si ricombinino. Assieme ai coefficienti di diffusività negli elettroni e lacune, si ottiene la distanza media che una carica percorre prima di ricombinarsi, che prende il nome di *libero cammino medio*:

$$L_n = \sqrt{D_n \tau_n} \quad (2.12)$$

$$L_p = \sqrt{D_p \tau_p} \quad (2.13)$$

2.5 Giunzione p-n

Nel caso in una barretta di semiconduttore avvenissero due tipi di drogaggio, per esempio uno uniforme per tutto il materiale e uno solamente superficiale in concentrazione più elevata, si ottiene una cosiddetta *giunzione p-n*, ovvero un materiale semiconduttore con due zone drogate in maniera diversa. Questa appena descritta è la procedura con cui si realizzano molti dispositivi elettronici, tra cui la cella solare.

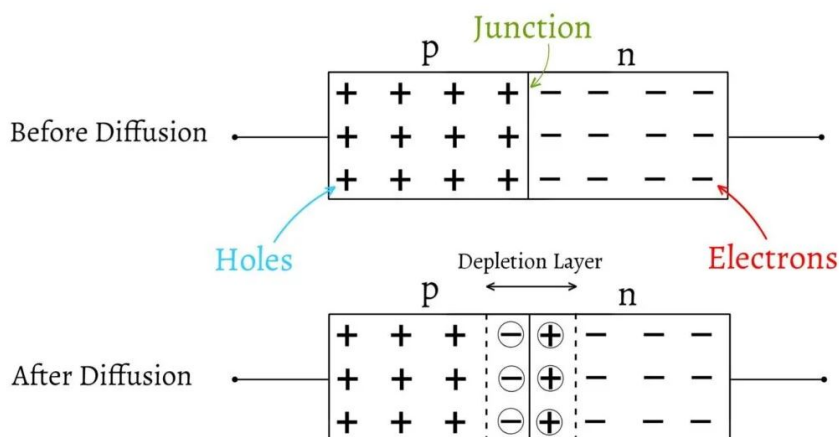


Figura 2.6: Giunzione p-n.

L'immagine [2.6](#) rappresenta un'ideale barretta di silicio drogata per metà di tipo n (cariche maggioritarie elettroni) e per l'altra metà di tipo p (cariche maggioritarie lacune). La zona di contatto tra le due prende il nome di *giunzione metallurgica*.

Nell'istante in cui le due zone drogate vengono a contatto, per ristabilire l'uniformità di carica inizia il processo spiegato precedentemente della diffusione, nel quale elettroni e lacune cercano di ricombinarsi. Gli elettroni dunque diffondono nella zona p e le lacune nella zona n, "staccandosi" dagli atomi droganti che diventano quindi ioni fissi, posti in prossimità della giunzione metallurgica. La zona dove si stanziano gli ioni prende il nome di *regione di carica spaziale* o *zona di svuotamento*. Essendo gli ioni di carica opposta adiacenti, si instaura un campo elettrico con verso dagli ioni + agli ioni - che limita quasi del tutto il passaggio di cariche maggioritarie da un lato all'altro, mentre costringe i portatori minoritari ad attraversare la giunzione (è un aspetto chiave per la conversione fotovoltaica!).

Integrando il campo elettrico sulla lunghezza della barretta, si ottiene il seguente andamento del potenziale interno:

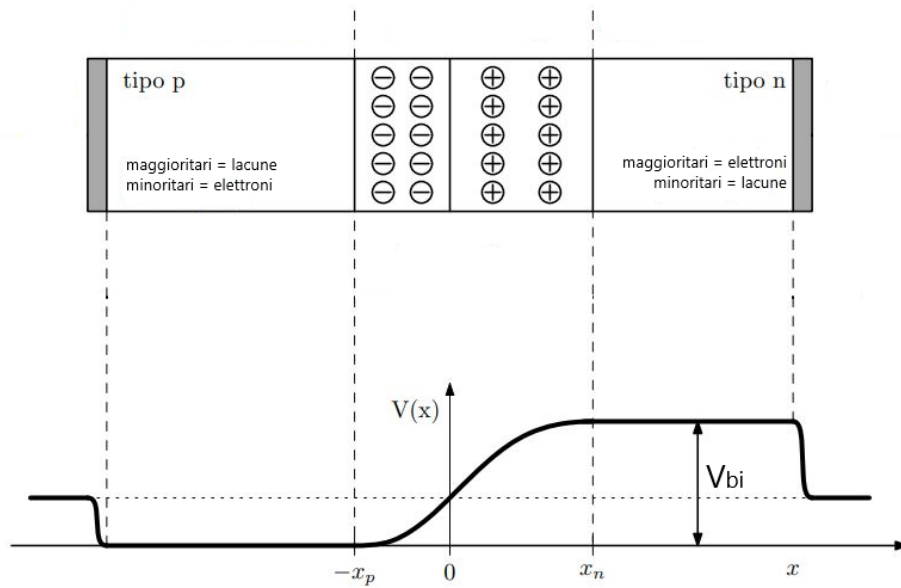


Figura 2.7: Barriera di potenziale in una giunzione p-n.

All'equilibrio termodinamico, si può pensare che le poche cariche maggioritarie che hanno abbastanza energia per diffondere nell'altra zona sono compensate dalle poche cariche minoritarie che riescono ad attraversare la regione di carica spaziale, così da mantenere una complessiva densità di corrente pari a zero.

La tensione V_{bi} è la tensione di built-in, o di contatto, che dipende dalla concentrazione dei drogaggi tramite la relazione

$$V_{bi} = V_T \ln \frac{N_A N_D}{n_i^2} \quad (2.14)$$

Da osservare che la differenza di potenziale complessiva della giunzione p-n vista dall'esterno è pari a zero, come da immagine, a causa dei contatti ohmici presenti all'estremità. Questi provocano anch'essi la formazione di altre due giunzioni con altri due campi elettrici e di conseguenza altre due tensioni, che vanno a sommarsi a V_{bi} mantenendo complessivamente la differenza di potenziale pari a zero.

La giunzione p-n prende nome di diodo, con la zona p che prende il nome di anodo (A), mentre la zona n catodo (K).

2.5.1 Polarizzazione esterna della giunzione p-n

Se ai capi della giunzione p-n si collega un generatore di tensione, questo influenza la tensione di built-in. Si può pensare al generatore come un dispositivo che preleva elettroni dal polo negativo e li inietta al polo positivo. Quando viene raggiunto l'equilibrio, le cariche continuano a fluire in modo uniforme.

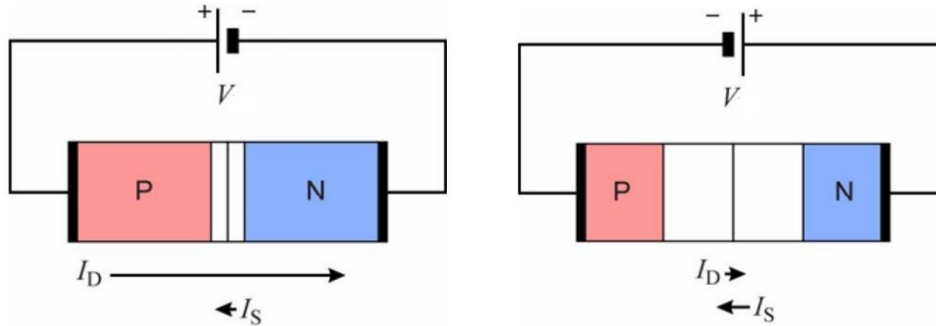


Figura 2.8: Polarizzazione diretta e inversa della giunzione p-n. Notare la dimensione della zona di svuotamento nei due casi.

Se si collega il generatore in modo che il + sia nella zona p, si ottiene la cosiddetta *polarizzazione diretta*. Il verso del generatore è tale ad aumentare i portatori maggioritari in entrambe le zone, aggiungendo/togliendo le cariche necessarie agli ioni per farli tornare atomi non fissi. La regione di carica spaziale diminuisce. La tensione applicata ai capi della giunzione va a sottrarsi alla tensione V_{bi} , e così facendo l'energia necessaria alle cariche maggioritarie di passare in una zona all'altra diminuisce, favorendo il passaggio di corrente elettrica. La corrente che prevale è dunque quella di diffusione delle cariche maggioritarie, il quale valore (dimostrabile) è

$$I_D = I_S(e^{\frac{V}{nV_T}} - 1) \quad (2.15)$$

con

$$I_S = q\Sigma n_i^2 \left(\frac{D_p}{L_p N_D} + \frac{D_n}{L_n N_A} \right) \quad (2.16)$$

V tensione applicata esternamente, V_T tensione termica, n coefficiente di non idealità (da 1 -ideale- a 2 -reale-), Σ area interessata del semiconduttore.

Questa corrente prende il nome di *corrente di saturazione inversa*.

Il contributo $I_S e^{\frac{V}{nV_T}}$ è dato dalla corrente di diffusione, mentre $-I_S$ dalla corrente di drift.

Invece se si collega al contrario, si parla di *polarizzazione inversa*. Il generatore in questo caso inietta portatori minoritari da entrambi i lati, aumentando la ricombinazione e dunque la presenza di ioni. La regione di carica spaziale aumenta. La tensione contrariamente a prima va a sommarsi alla tensione di built-in, aumentando l'energia necessaria per il passaggio delle cariche maggioritarie. L'unica corrente che scorre è quella dovuta alle cariche minoritarie, che sono spinte ancora di più dal campo elettrico ad attraversare la giunzione e che vengono formate per agitazione termica all'interno della regione di carica spaziale.

In polarizzazione inversa, se la tensione esterna applicata è maggiore di una certa V_{bd} (tensione di breakdown), le cariche minoritarie che transitano attraverso la giunzione hanno talmente tanta energia da rompere i legami covalenti presenti nel reticolo cristallino, e così anche gli elettroni liberati a loro volta (effetto a valanga). Queste collisioni non controllate portano alla distruzione del componente.

Si può avere un altro fenomeno simile, detto *breakdown zener*, che si verifica in caso di regione di carica spaziale molto stretta (drogaggi elevati), spiegabile tramite effetto tunnel.

2.5.2 Caratteristica I-V giunzione p-n

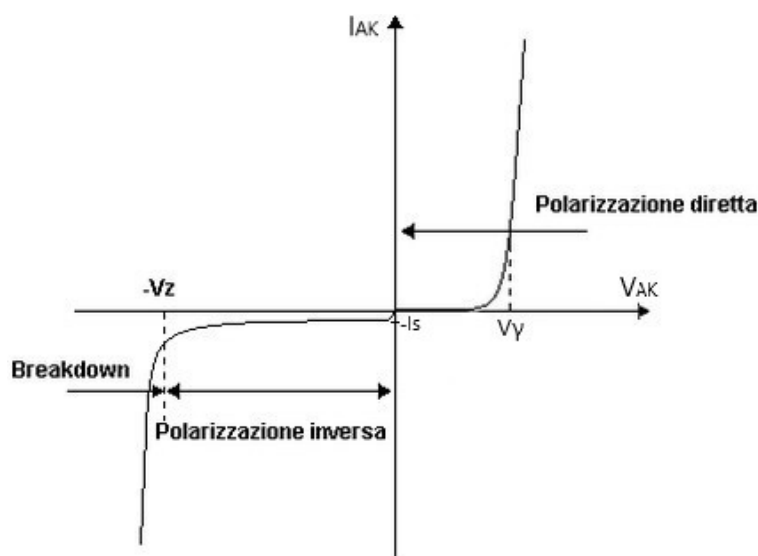


Figura 2.9: Caratteristica I-V giunzione p-n.

Il grafico che rappresenta l'andamento della corrente complessiva in funzione della tensione esterna è quello riportato in figura [2.9](#)

Si può notare il differente comportamento della corrente al variare della tensione e della polarizzazione. Si ha l'andamento esponenziale atteso in polarizzazione diretta, mentre in polarizzazione inversa l'unica corrente è quella dovuta ai portatori minoritari (grafico non in scala, la corrente I_S è molto più piccola rispetto a quella in polarizzazione diretta).

Si distinguono due tensioni, V_z che indica la massima tensione inversa esterna applicabile prima di incorrere nel fenomeno accennato precedentemente del breakdown, e V_γ , tensione di soglia oltre la quale il diodo si "accende" e lo si può assimilare in prima approssimazione ad un corto circuito.

Capitolo 3

Cella solare al silicio

La cella solare è assimilabile ad una giunzione p-n, in cui la regione p prende il nome di **base**, mentre la zona n di **emitter**. Come si nota in figura, al contrario delle solite giunzioni p-n, lo spessore delle due regioni è differente (si approfondirà in seguito). Il rapporto tra le due zone è di circa 1/100 tra zona n e p. Essendo la zona n più piccola, necessita di essere drogata maggiormente. Si notano anche dei contatti elettrici posizionati alle estremità della cella, i quali servono per connettere la cella al carico ma soprattutto più celle insieme. Si può subito intuire che nella zona in

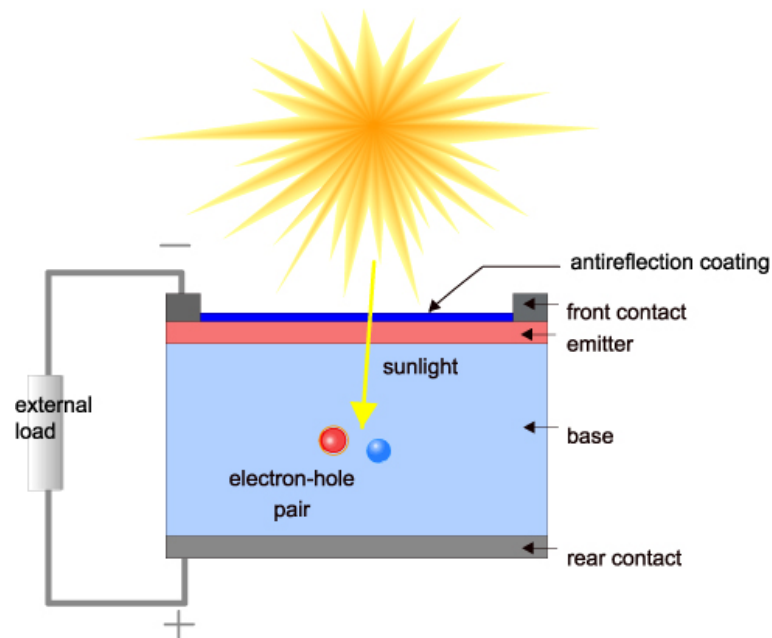


Figura 3.1: Schematizzazione cella solare ed effetto di fotogenerazione.

cui la radiazione colpisce la cella solare, ci sarà un trade-off tra larghezza dei contatti sufficientemente estesa e il massimizzare la superficie utile per l'effetto fotovoltaico.

3.1 Fotogenerazione

Il concetto base di funzionamento della cella solare è dato dall'esposizione di quest'ultima alla radiazione luminosa proveniente dal sole.

Infatti, come spiegato nel capitolo relativo al sole, lo spettro solare è costituito da una distribuzione discreta di lunghezze d'onda, le quali secondo la legge di Planck riportata nella formula [1.1](#) hanno diverse energie. Se il fotone incidente al reticolo della cella solare ha sufficiente energia per rompere un legame covalente, che dipende dal *band gap* del materiale usato nella cella, genera una *singola* coppia elettrone-lacuna, che è in grado di circolare per il reticolo, come mostrato in figura [3.1](#). Questo fenomeno prende il nome di *fotogenerazione*.

Essendo nella regione di carica spaziale presente un campo elettrico, come visto nel capitolo precedente, gli elettroni e le lacune si posizionano rispettivamente in zona n e in zona p, indipendentemente da dove essi vengono generati, creando una *differenza di potenziale*, parametro fondamentale di qualsiasi tipologia di cella solare.

3.2 Lunghezza d'onda critica

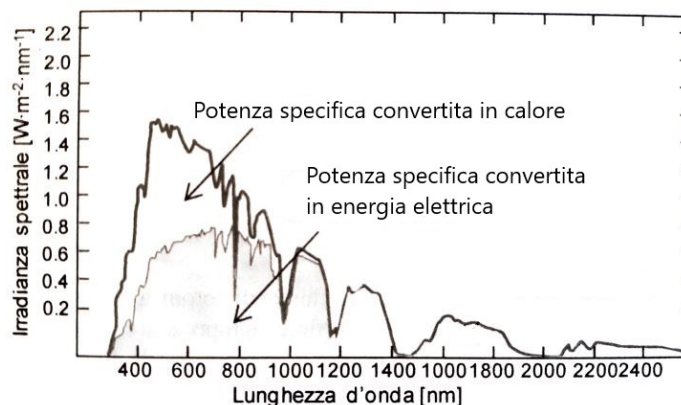


Figura 3.2: Grafico dello spettro AM1.5 con evidenziata la potenza utile alla cella solare al silicio e quella che si trasforma in calore.

Come detto in precedenza, se il fotone incidente ha sufficiente energia per far colmare il band gap all'elettrone colpito, si genera la coppia elettrone-lacuna.

Un aspetto significativo è che non è necessaria più dell'energia del band gap per far passare l'elettrone in banda di conduzione. Questo può comportare una notevole fonte di perdita, che prende il nome di *termalizzazione*, che rappresenta un limite invalicabile per l'efficienza di qualsiasi dispositivo solare.

La figura 3.2 riporta la potenza specifica convertita in calore dalla cella solare al silicio a causa del suo valore di bandgap.

Si vedrà nel prossimo capitolo una soluzione a questa perdita di efficienza intrinseca alla tecnologia delle celle solari al silicio.

3.3 Corrente fotogenerata

Essendo una giunzione p-n, se la cella non viene illuminata, vale l'equazione della corrente del diodo (2.15) già riportata nel precedente capitolo.

Se sottoposta a radiazione luminosa, invece, c'è fotogenerazione di cariche, e dunque vale (prendendo come positivo il verso della corrente da p a n)

$$I_{LIGHT} = I_{ph} - I_{DARK} = I_{ph} - I_S(e^{\frac{V}{nV_T}} - 1) \quad (3.1)$$

di cui si riporta il grafico.

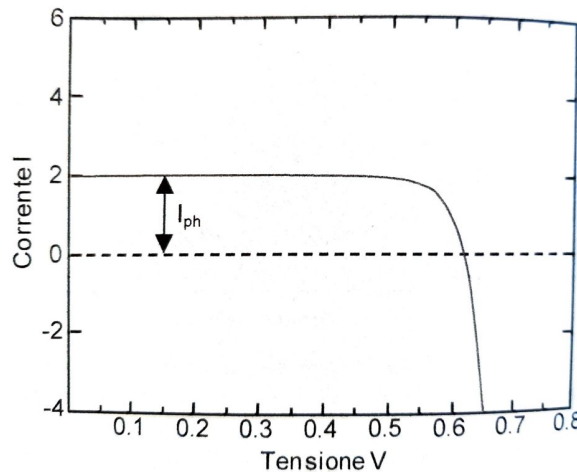


Figura 3.3: Caratteristica I-V cella solare.

Si riconosce l'andamento del grafico I-V del diodo, con un offset pari alla corrente dovuta alla fotogenerazione di elettroni e lacune.

Ci si può soffermare su due punti del grafico, quelli per $V=0$ (condizione corto circuito) e $I=0$ (condizione circuito aperto).

Per $V=0$, si ha la massima corrente I_{SC} (short-cut), che equivale alla totalità della corrente fotogenerata.

Per $I=0$, invece, si ha la massima tensione V_{OC} (open-circuit), che ponendo l'equazione generale della corrente pari a zero, equivale a

$$V_{OC} = nV_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_S} + 1\right) \quad (3.2)$$

In condizione di circuito aperto, essendo la corrente nulla, le cariche fotogenerate continuano ad accumularsi alle estremità della cella senza poter fluire, aumentando la differenza di potenziale, come si può vedere dalla figura 3.3 nella parte di destra.

Per ogni cella, vale che $I < I_{SC}$ e $V < V_{OC}$.

Più in dettaglio, dalle equazioni fondamentali della fisica dei semiconduttori, si può ricavare il valore della corrente fotogenerata.

In prima approssimazione, dopo aver trovato le equazioni che descrivono l'andamento degli elettroni e lacune rispetto alla posizione nella barretta di semiconduttore, si ottiene che la totale densità di corrente è

$$J(V) = -qn_i^2 \left(\frac{D_p}{L_p N_D} + \frac{D_n}{L_n N_A} \right) (e^{\frac{V}{nV_T}} - 1) + qG(L_n + L_p) = -J_D + J_{ph} \quad (3.3)$$

Si ottiene dunque che la corrente fotogenerata è

$$J_{ph} = qG(L_n + L_p) \quad (3.4)$$

Già in prima approssimazione si nota che le cariche utili sono quelle generate ad una distanza dalla zona di carica spaziale minore o pari alla lunghezza di diffusione. Infatti, solo queste sono soggette al campo elettrico che le separa portando gli elettroni all'emitter e le lacune alla base. È molto importante avere bene in mente che le cariche fotogenerate utili sono quelle in prossimità della giunzione! Le altre cariche fotogenerate non sono utili per la corrente fotogenerata e si ricombinano nel reticolo.

3.4 Circuito equivalente

In prima approssimazione, si può schematizzare la cella solare con il circuito sotto riportato in figura 3.4

Nei prossimi capitoli, quando si tratterà delle non idealità, il circuito si modificherà.

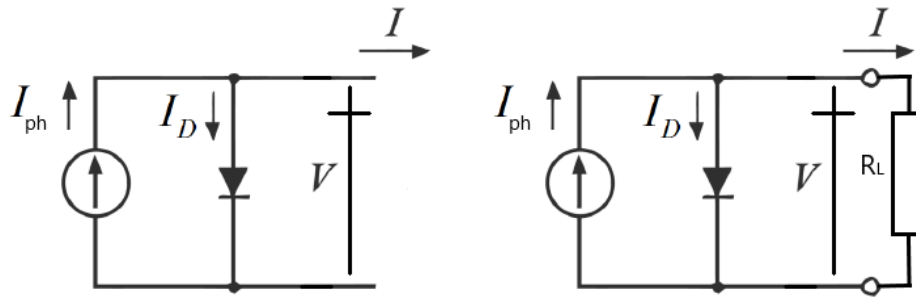


Figura 3.4: Circuito equivalente della cella solare in prima approssimazione, con e senza carico esterno.

Essendo il circuito non lineare a causa della presenza del diodo, i possibili punti di lavoro devono trovarsi nella caratteristica I-V della cella. È molto importante notare che questi punti dipendono dal carico utilizzato.

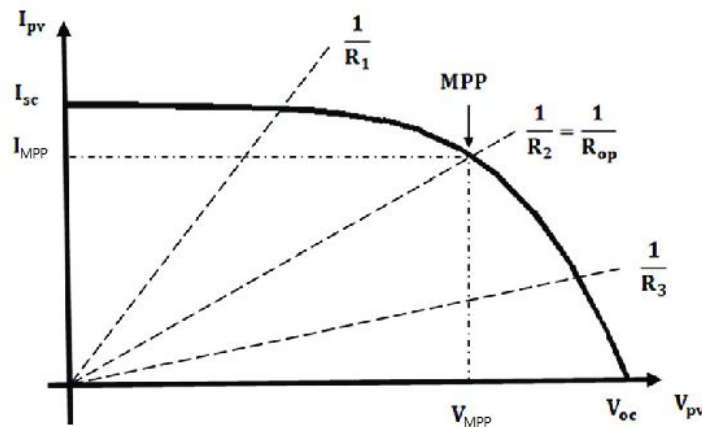


Figura 3.5: Punti di lavori ammissibili per la cella solare.

Nella figura [3.5](#) sono rappresentati 3 punti di lavoro, quelli corrispondenti a dei carichi R_1 , R_2 e R_3 . Vale che $R_1 < R_2 < R_3$. Si capisce quindi che la potenza erogabile dalla cella è fortemente dipendente dal carico. Esiste un *carico ottimale*, R_2 nella figura, con cui la cella è in grado di erogare la massima potenza possibile, data dal prodotto tra V_{MPP} e I_{MPP} , con MPP *maximum power point*.

Si intuisce dunque che per sfruttare al meglio la cella o più in generale i pannelli solari, si deve fare in modo che il punto di lavoro corrisponda sempre al punto di potenza massimo, in qualsiasi condizione di luminosità. Per far sì, sono presenti algoritmi che modificano il carico visto dalla cella

per spostare il punto di lavoro in modo tale da far erogare la massima potenza possibile ai dispositivi fotovoltaici.

3.5 Efficienza e Fill Factor

Il rendimento della cella solare è dato da

$$\eta = \frac{V_{max}I_{max}}{P_{in}} = \frac{P_{max}}{P_{in}} \quad (3.5)$$

con P_{max} massima potenza erogabile e P_{in} la potenza associata allo spettro AM1.5G (irradianza $1kW/m^2$).

Si definisce *Fill Factor*

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc}I_{sc}} = \frac{V_{MPP}I_{MPP}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (3.6)$$

il rapporto tra l'area corrispondente alla massima potenza erogabile ($V_{MPP} * I_{MPP}$) e l'area relativa alla massima tensione e corrente che la cella può raggiungere (V_{oc} e I_{sc}).

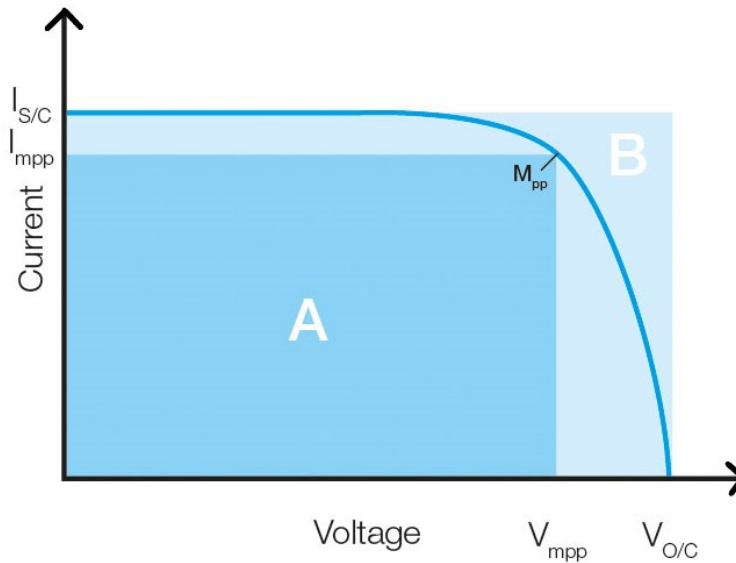


Figura 3.6: Rappresentazione area di massima potenza erogabile (A) e prodotto $V_{oc}I_{sc}$. Vale che $FF = \frac{A}{B}$.

Questo parametro rappresenta un fattore di qualità per la cella. Per delle buone celle al silicio, il valore del FF è compreso tra 0.78 e 0.82.

Si può riscrivere l'efficienza della cella solare come

$$\eta = \frac{q\Sigma\Phi \frac{h\nu_g}{q}}{P_{in}} = \frac{I_{sc}V_{oc}}{P_{in}} FF \quad (3.7)$$

da cui si riconoscono i vari pezzi come $I_{sc} = q\Sigma\Phi$ e $V_{oc} = \frac{h\nu_g}{q}$.

Il massimo teorico di efficienza lo si ha per i massimi valori dei due valori sopra riportati, e quindi se valgono tali condizioni:

- $V_{oc,max} = V_{bg} = \frac{h\nu_g}{q}$ (1.12V per il silicio);
- per $FF = 1$;
- tutti i fotoni incidenti generino coppie elettrone-lacuna nel reticolo.

In queste condizioni ideali, per una cella al silicio, il valore di efficienza massima sarebbe del circa 40%, ma nella realtà si è lontani da tale dato perché come visto precedentemente, il valore di FF è sempre < 1 , e i fotoni con energia inferiore al band gap del materiale non liberano gli elettroni dal legame covalente, mentre quelli a energia maggiore provocano solamente perdite.

La corrente di corto circuito è dipendente dal bandgap del materiale usato, in quanto è funzione del flusso utile dei fotoni che riescono a fotogenerare delle coppie elettrone-lacuna. Per il silicio, il limite di densità di corrente di corto circuito è pari a $46mA/cm^2$.

La tensione di circuito aperto, invece, è strettamente dipendente dal livello di concentrazione del materiale, e per il silicio si ha che il massimo valore è di circa 0.7V per un valore di drogaggio che va dai $10^{16} cm^{-3}$ ai $10^{17} cm^{-3}$.

Il rendimento massimo è dunque limitato ad un 30-35% se si considera $FF = 1$, mentre cala al 28-30% con $FF = 0.8$.

Nel 2019, una società cinese è riuscita a produrre commercialmente la cella solare al silicio con maggior efficienza di sempre, pari al 26.81%. Questo fa comprendere che ormai non c'è più molto margine di miglioramento rispetto alle celle solari "tradizionali" al silicio, confermando la necessità di trovare nuove strategie grazie alle quali aumentare tale limite invalicabile di efficienza.

3.6 Coefficiente assorbimento e profondità assorbimento

Come è facile intuire, il tasso di generazione non è costante per tutta la profondità della cella, ed ha una forte dipendenza dalla radiazione incident-

te. Quest'ultima, entrando dalla superficie e proseguendo verso l'interno del materiale, fa sì che i fotoni abbastanza energetici vengano assorbiti generando coppie elettroni-lacune, facendo diminuire il flusso di questi ultimi con legge esponenziale all'aumentare della profondità.

Il coefficiente che descrive il decadimento del flusso è detto *coefficiente di assorbimento*, parametro che indica l'attitudine del materiale investito dalla radiazione di assorbire i fotoni. Varia da materiale a materiale, ed è fondamentale nello studio dei metodi per aumentare l'efficienza della cella secondo metodi multistrato (di cui si tratterà successivamente).

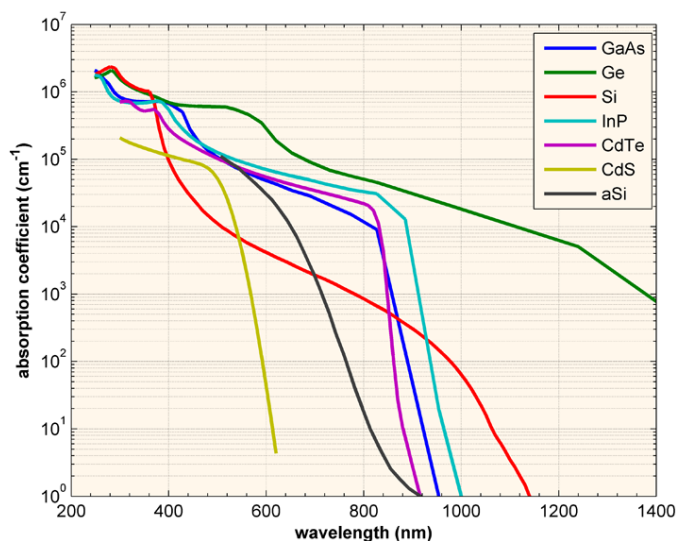


Figura 3.7: Andamento di coefficienti di assorbimento in funzione della distanza dalla superficie.

Come è possibile notare dal grafico di figura [3.7](#) e come ci si aspetta, il coefficiente di assorbimento è molto elevato alle lunghezze d'onda coincidenti con i fotoni aventi maggiore energia (il materiale assorbe molti fotoni che generano altrettante coppie elettroni-lacune), e va a diminuire con l'aumentare della lunghezza d'onda, fino ad annullarsi per la lunghezza d'onda critica (come abbiamo visto in precedenza).

Il reciproco del coefficiente di assorbimento è la *profondità di assorbimento*, che indica fino a che lunghezze d'onda il materiale riesce ad assorbire la radiazione in funzione del proprio spessore.

Come riportato, è interessante notare che la possibilità di assorbire più o meno irradianza è strettamente e direttamente dipendente dallo spessore

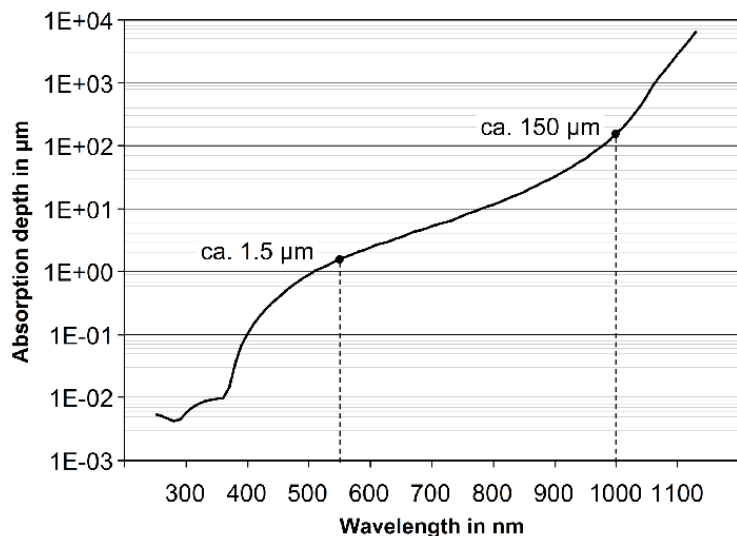


Figura 3.8: Profondità di assorbimento di cSi. All'aumentare dello spessore della cella, si ha un aumento delle lunghezze d'onda che il materiale riesce ad assorbire (ovvero assorbe fotoni sempre meno energetici).

della cella. Anche questo ritornerà nello studio delle celle multistrato e a film sottile.

Le lunghezze d'onda che il materiale non riesce ad assorbire, oltrepassano la cella.

Dunque, più la cella è sottile, più si risparmia materiale e quindi diminuiscono i costi di produzione, ma anche si assorbe meno radiazione solare. Per questo esiste un trade-off tra diminuire lo spessore del materiale e riuscire a catturare più radiazione solare possibile per massimizzare l'efficienza della cella.

Tenendo conto di quanto riportato precedentemente, è accettabile pensare che il tasso di generazione sia maggiore in superficie, anche per il fatto che il materiale "reale" in superficie presenta un'enormità di difetti per l'interruzione del reticolo cristallino, e quindi in questa zona sono presenti bande energetiche distorte rispetto a quelle che si trovano più in profondità, facendo sì che la superficie sia un centro di ricombinazione massivo. In superficie si genera quindi una corrente non utile ai fini della produzione di energia tramite effetto fotovoltaico. Questa si può diminuire aggiungendo dei film come l'ossido di silicio che diminuisce la ricombinazione superficiale.

Per quanto riguarda alla superficie posteriore della cella, per far sì che non diventi centro di ricombinazione si usa drogare il materiale (sempre di

tipo p) in maniera più concentrata, così da creare un campo elettrico che respinga gli elettroni generati lontani dalla giunzione a tornare dove sono utili.

3.7 Dipendenza parametri cella solare dalla temperatura

L'esposizione della cella solare alla radiazione luminosa genera sì corrente ma anche un aumento della temperatura da parte della cella. In generale, questo non è un effetto positivo, sia perché è la conseguenza del non assorbimento di tutto lo spettro solare e quindi di un'efficienza limitata, come citato precedentemente, ma anche della realtà dei componenti della cella, che ha effetti negativi in termini di massima potenza erogabile.

Si può dimostrare che il parametro maggiormente affetto dalla temperatura è la tensione di circuito aperto V_{OC} . Quest'ultima diminuisce all'aumentare della temperatura di valori che vanno dai $-0.35\%/K$ ai $-0.5\%/K$, modificando così la caratteristica I-V e conseguentemente il Fill Factor (che si riduce).

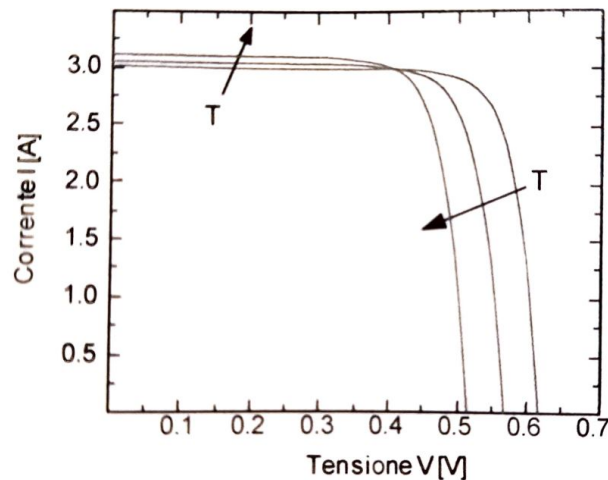


Figura 3.9: Caratteristica I-V cella solare all'aumentare della temperatura (25, 50 e 75°C).

La corrente di corto circuito I_{SC} invece è meno influenzata, valori minori di $0.1\%/K$.

In figura [3.9](#), si riporta il cambiamento della caratteristica corrente-tensione della cella solare all'aumentare della temperatura.

Complessivamente, si ha che all'aumento della temperatura corrisponde una diminuzione di potenza massima erogabile.

Considerando la temperatura standard di lavoro $T=25^{\circ}\text{C}$, un aumento di 30°C corrisponde ad una diminuzione del 20% della potenza massima. Questa relazione tra temperatura e diminuzione potenza è riportato nei datasheet dei moduli fotovoltaici.

3.8 Parametri parassiti

Ragionando in termini reali, avendo il materiale semiconduttore usato per la cella una propria resistività, gli elettroni che sono responsabili della corrente fotogenerata troveranno una certa difficoltà nel circolare nella cella e nei terminali esterni. Per una trattazione più veritiera è necessario quindi aggiungere dei parametri dovuti ai comportamenti parassiti della cella solare.

3.8.1 Resistenza serie

Il primo parametro è la *Resistenza Serie*.

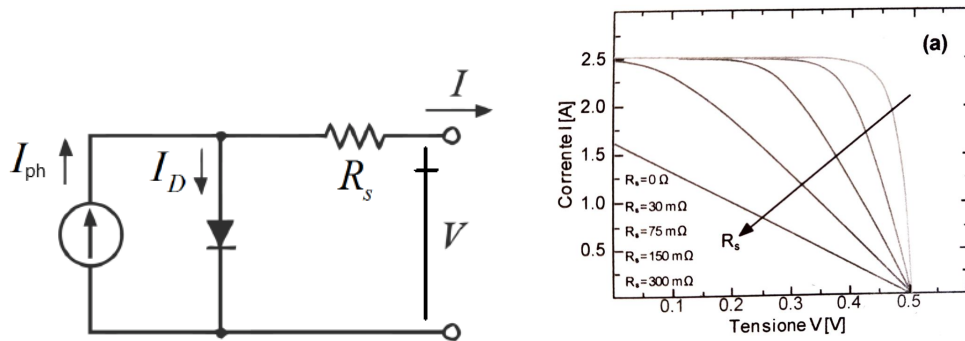


Figura 3.10: Circuito equivalente con resistenza serie e modifica caratteristica I-V.

Gli elettroni fotogenerati in base (detto anche substrato) devono attraversare parte di esso per raggiungere l'emitter. Vale dunque

$$R_{sub} = \rho_{sub} \frac{W_B}{\Sigma} \quad (3.8)$$

con ρ_{sub} resistività, W_B spessore e Σ area del substrato.

Questa parte di resistenza è la più rilevante del valore totale della resistenza serie.

Gli elettroni che arrivano all'emitter, per poter andare al carico, devono raggiungere i contatti elettrici posti agli estremi della superficie della cella, detti *fingers*. Lo scorrimento "laterale" all'interno dell'emitter fa sì che ci sia un addensamento di elettroni in prossimità dei fingers, e di conseguenza anche un aumento di densità di corrente. R_{em} dipende quindi dalla resistività dell'emitter, dallo spessore di quest'ultimo (minor spessore equivale a maggior addensamento) e dal percorso che gli elettroni fanno nei fingers metallici che a loro volta hanno la propria resistività. Si intuisce che c'è un altro trade-off tra la larghezza dei fingers e la potenza generata dalla cella, poiché maggiore area hanno i contatti e minore sarà la resistenza, ma minore sarà anche la superficie della cella dedicata al passaggio della radiazione solare.

La resistenza R_s complessivamente modifica la pendenza della caratteristica I-V in prossimità della tensione di circuito aperto, alterando quindi il valore del Fill Factor. La corrente di corto circuito invece può diminuire se la resistenza assume un valore elevato, perché vale $V_D = R_s I_{SC}$, ed essendo fissa V_D , all'aumentare di R_s diminuisce I_{SC} .

Sperimentalmente si osserva che l'FF è influenzato dalla parte di resistenza dovuta all'emitter solamente con spessori di emitter molto stretti (fino a 0.5 μm)

3.8.2 Resistenza di shunt

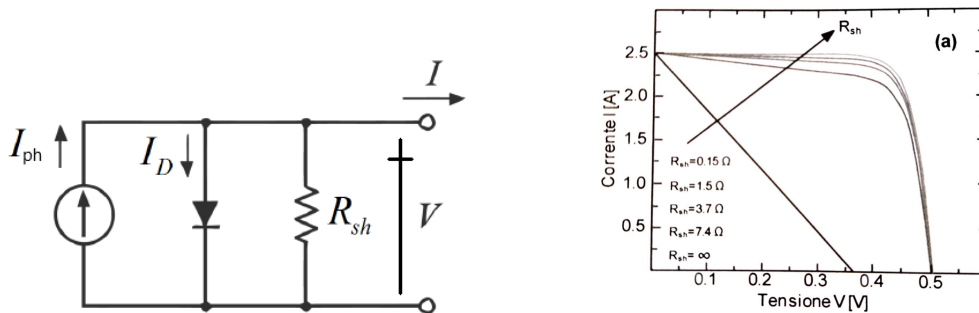


Figura 3.11: Circuito equivalente con la resistenza di shunt e modifica caratteristica I-V.

In corrispondenza della giunzione p-n, i difetti del reticolo cristallino creano percorsi a bassa resistenza, così da indirizzare il flusso di elettroni attraverso di essi.

R_{sh} non modifica il valore di I_{SC} ma modula la pendenza in corrispondenza di $V=0$, riducendo anch'essa il Fill Factor. C'è invece una riduzione

ne della tensione di circuito aperto per valori di R_{sh} estremamente bassi, perché essendo $V_{OC} = R_{sh}I_{sh}$, a parità di I_{sh} , la tensione diminuisce al diminuire della resistenza. Si osserva che questo effetto parassita è maggiore se la resistenza è piccola, quindi garantendo un'elevata resistenza a livello della giunzione, non si hanno perdite consistenti.

3.8.3 Circuito equivalente complessivo

Complessivamente, il circuito diventa il seguente:

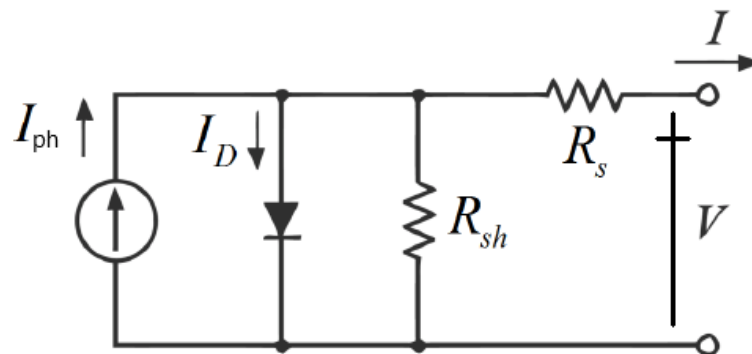


Figura 3.12: Circuito equivalente complessivo.

Questi parametri parassiti possono essere misurati in molti modi differenti, ma per adesso non c'è un metodo universalmente riconosciuto, in quanto tutti i metodi hanno i propri pro e anche i propri contro.

Capitolo 4

Celle solari a film sottile

I costi per la produzione delle celle solari sono per la maggior parte costituiti dal prezzo del materiale che compone la cella. Si è studiato quindi se la possibilità di ridurre il quantitativo di materiale di produzione mantenendo l'efficienza della cella, così da risparmiare nella produzione di massa.

Ricordando quanto visto nel capitolo precedente, quando si è trattato della corrente fotogenerata, le cariche utili per la conversione della radiazione solare in energia elettrica sono quelle che vengono generate ad una distanza L_p e L_n dalla giunzione, le relative lunghezze di diffusione. Questo fa sì che si possa diminuire lo spessore fino alla lunghezza di diffusione, per avere corrente di corto circuito massima.

Sotto ipotesi di $N_A \ll N_D$ e $Wb \ll Ln$, si ottiene

$$I_S = q \Sigma n_i^2 \left(\frac{W_B}{\tau_n N_A} \right) \quad (4.1)$$

e richiamando la formula [3.2](#) che mette in relazione V_{OC} con I_S , si evince che al ridursi dello spessore della cella, anche V_{OC} aumenta.

Ragionando in termini di potenza per avere un'idea più chiara, il grafico è riportato nella figura [4.1](#).

A riconferma di quello scritto precedentemente, la massima potenza erogabile dalla cella è corrispondente a spessori non molto elevati, che coincidono con la lunghezza di diffusione delle cariche.

Questo ha portato l'evoluzione del trend tecnologico verso celle sempre più sottili, alla ricerca di materiali per assorbire quanta più radiazione possibile, e quindi scegliendoli anche per la loro profondità di assorbimento, parametro fondamentale.

Osservando la figura [4.2](#) si può notare che a parità di spessore, il silicio amorfo è in grado di assorbire maggiore lunghezza d'onda rispetto a quello cristallino, e quindi maggiore spettro solare con conseguente produzione

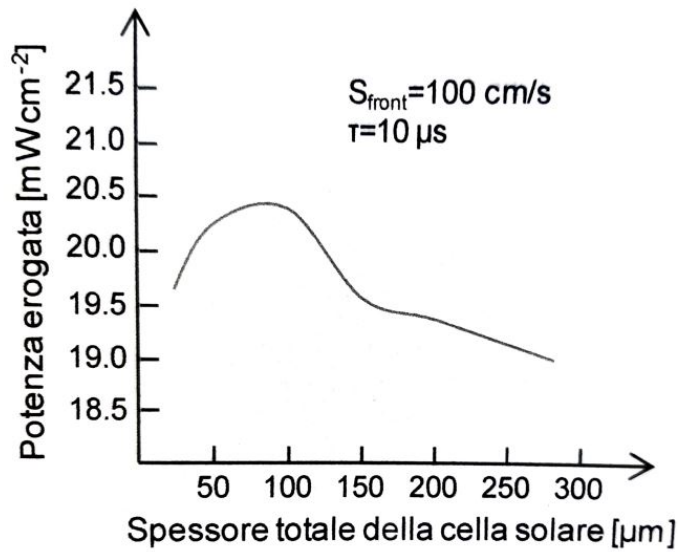


Figura 4.1: Andamento potenza in funzione dello spessore della cella.

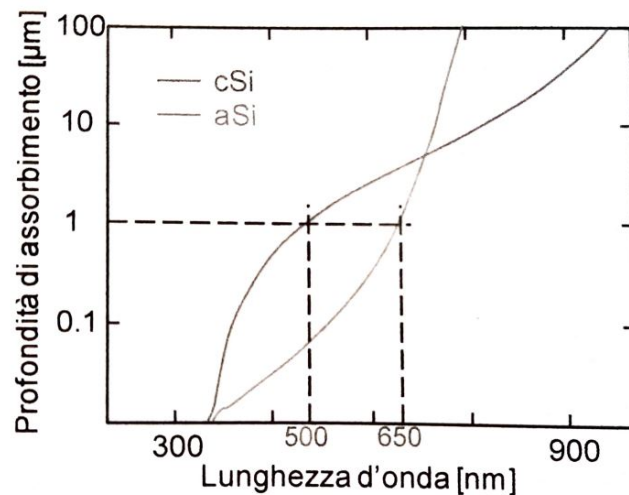


Figura 4.2: Profondità assorbimento aSi e cSi.

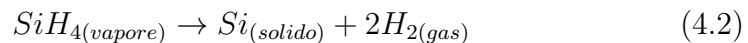
di maggiore energia. In termini di efficienza, questo porta ad una produzione di corrente della cella al silicio amorfo pari al 60% in più di quella cristallina.

Le celle costituite da materiali molto sottili prendono il nome di “celle solari a film sottile”.

4.1 Realizzazione film sottile

Per fabbricare dispositivi dell'ordine dei micrometri, non c'è altra tecnologia utilizzabile se non quella della deposizione di una pellicola (film) su un materiale a scelta, rendendolo fotoattivo. La deposizione del film avviene tramite il processo denominato *Chemical Vapor Deposition, CVD*, attraverso un macchinario detto "reattore", il quale al suo interno ha dei composti gassosi che vengono fatti reagire in prossimità della superficie da ricoprire.

Per esempio, eseguendo la seguente reazione



si riesce a depositare silicio nella superficie.

Utilizzando questa tecnica, è intuibile che gli atomi del materiale depositato si aggregino in maniera disordinata e non ordinata come avviene per un reticolo cristallino. Questa tipologia di materiali prende il nome di *amorfi*.

4.2 Silicio amorfo

La figura sottostante riporta la distinzione grafica tra il silicio cristallino e quello amorfo.

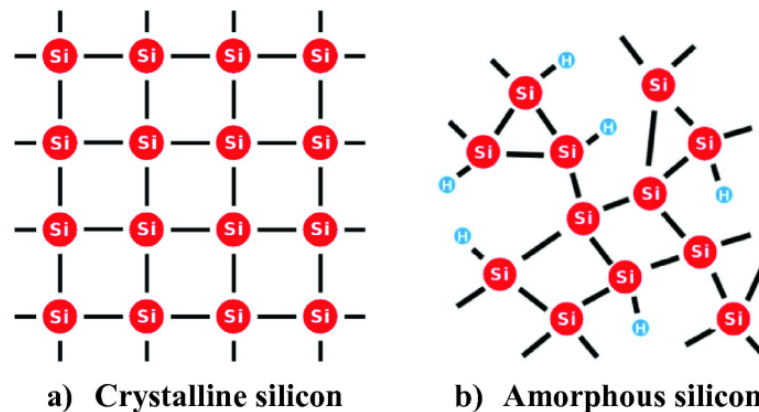


Figura 4.3: Silicio cristallino e Silicio amorfo.

Si può notare che nella figura b) sono presenti anche degli atomi di idrogeno legati a quelli di silicio. Questo deriva dal fatto che se il silicio è in una struttura disordinata, non tutti gli atomi riescono a condividere i

propri elettroni esterni per raggiungere l'ottetto, lasciando dunque elettroni di valenza non legati. Questi prendono il nome di *dangling bonds*.

Data la reazione riportata in equazione 4.2 i prodotti sono silicio solido e idrogeno gassoso, e dato che quest'ultimo ha un singolo elettrone disponibile per formare un legame covalente, alcuni atomi si legheranno ad atomi di silicio con elettroni liberi. Se succede questo, si dice che i *dangling bonds* sono *passivati dall'idrogeno*, e si viene a creare il silicio amorfo idrogenato *aSi:H*. Nella tecnologia a film sottile, questi tipi di composti sono molto comuni, anche con elementi chimici diversi, come vedremo nel prosieguo del documento.

La struttura a bande del silicio amorfo non è netta come quella del silicio cristallino. La densità dei difetti del solido è tale da formare nuovi livelli energetici consentiti agli elettroni, ma la conduzione tramite questi livelli è poco probabile. La banda proibita del silicio cristallino viene sostituita dal *mobility gap* per quanto spiegato precedentemente, che vale 1.8eV (il comportamento è analogo ad un materiale con band gap di 1.8eV).

Una caratteristica fondamentale dei materiali semiconduttori è la possibilità di aggiungere materiali droganti al reticolo. Questo è possibile anche con il silicio amorfo, durante la fase di crescita del film, facendo legare gli atomi droganti ai *dangling bonds*. La bassa concentrazione di questi ultimi richiede però un sovradrogaggio del materiale, aumentandone così i difetti.

Altri materiali utilizzati per le celle a film sottile sono il silicio microcristallino, $\mu\text{-cSi}$ (che può essere anch'esso idrogenato), e altre leghe con silicio germanio e carbonio (e altri..). Interessante riportare che, ad esempio, nel aSiGe:H , variando la percentuale di silicio e di germanio si riescono ad ottenere valori di bandgap continui che variano da quello del germanio (0.7eV) a quello del silicio amorfo (1.8eV).

4.3 Cella P.I.N. (p-intrinseco-n)

Drogando il silicio amorfo di tipo p e di tipo n, si potrebbe pensare di realizzare una cella solare unendo le due parti e quindi sfruttando tutte le proprietà della cella al silicio.

Invece, la lunghezza di diffusione per il silicio amorfo è molto minore al μm , e quindi per qualsiasi cella realizzabile la quasi totalità delle cariche fotogenerate non riuscirebbero a raggiungere la giunzione, finendo per ricombinarsi.

Dato che il funzionamento della cella non può basarsi sulla diffusione delle cariche, è necessario utilizzare un altro metodo operativo.

Con queste celle, infatti, si sfrutta la zona di carica spaziale. Le cariche che si generano all'interno di essa vengono spinte nelle zone rispettive (N per gli elettroni e P per le lacune), indipendentemente dalla lunghezza di diffusione grazie al campo elettrico presente in essa. Maggiore è lo spessore della SCR, maggiore sono le cariche fotogenerate che vengono raccolte.

Ricordando che vale $W_{SCR} = \sqrt{2 \frac{\epsilon_{Si}}{q} (V_{bi} - V) \frac{1}{N}}$ con N concentrazione del lato meno drogato, la cella solare in aSi viene drogata in modo tale che per $V=0$ la regione di carica spaziale occupi circa l'intero spessore della cella. Per ottenere questo risultato, la regione di base della cella non viene drogata.

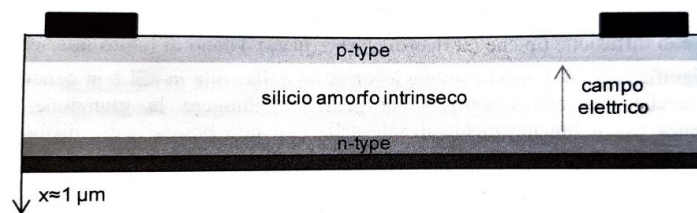


Figura 4.4: Cella p-i-n (1).

Le zone drogate n e p hanno spessore di qualche decina di nanometri, mentre la zona intrinseca di alcune centinaia di nanometri.

Il campo elettrico all'interno della zona di carica spaziale è circa costante e molto elevato, ed è tale da separare tutte le coppie elettrone-lacuna che vengono generate al proprio interno.

4.3.1 Realizzazione cella p.i.n.

Per creare questa cella, che prende il nome tecnico di *superstrato*, si parte da un materiale che avrà la funzione di superficie superiore, per poi depositare film sottili uno sopra l'altro.

Un materiale di partenza può essere il vetro per le sue buone proprietà di trasmissione della luce. Dovendo metterlo a contatto con la vera e propria cella, si deposita un film di TCO (transparent conductive oxide) come SnO_2 , ITO, ZnO.

Successivamente, si fa crescere il primo film di semiconduttore, in genere aSiC:H di tipo p (carburo di silicio amorfo). Si sceglie quest'ultimo a causa del suo elevato valore di bandgap (1.9eV), perché si vuole far oltrepassare la zona p senza che ci sia generazione di coppie elettrone-lacuna, come spiegato nel paragrafo precedente.

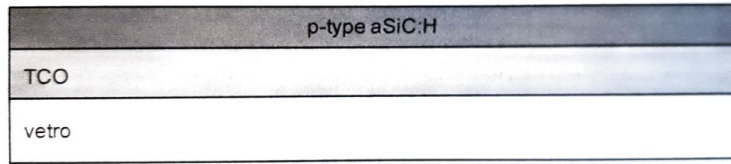


Figura 4.5: Cella p-i-n (2).

Successivamente, si inserisce il restante dell'effettiva cella, silicio amorfo intrinseco e poi aSiC:H di tipo n, per poi concludere con un altro strato di TCO e un contatto metallico per poter collegare più celle. Sopra il vetro iniziale si posizionano dei contatti elettrici sempre per lo scopo di poter utilizzare la cella.

Il risultato finale è il seguente:

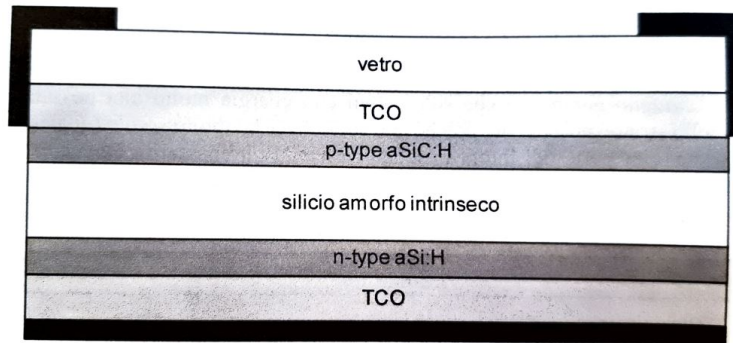


Figura 4.6: Cella p-i-n (finale).

4.3.2 Corrente fotogenerata nella cella p.i.n

Essendo il funzionamento basato sulla deriva delle cariche e non sulla diffusione, come spiegato, la corrente maggioritaria in questo caso sarà quella di drift.

Ritenendo costanti $\frac{dp}{dx}$, $\frac{dn}{dx}$, G ed E, e definendo il parametro $L_c = L_n + L_p$, si può dimostrare che la densità di corrente fotogenerata vale

$$J_{ph} = qGL_c[1 - e^{-\frac{W}{L_c}}] \quad (4.3)$$

Se si considera $L_c \gg W$, si ottiene

$$J_{ph} \approx qGW \quad (4.4)$$

mentre se $L_c \ll W$,

$$J_{ph} \approx qG(L_n + L_p) \quad (4.5)$$

Dopo qualche passaggio algebrico, si trova che la densità di corrente di corto circuito vale

$$J_{sc} \approx qG \frac{\mu\tau}{W} V_{bi} \quad (4.6)$$

con $\mu\tau = (\mu_n\tau_n + \mu_p\tau_p)$.

È fortemente dipendente dal prodotto $\mu\tau$, ed essendo questo con un limite superiore di $10^{-7} \text{cm}^2/\text{V}$, il valore della densità è molto minore a quello della cella al silicio, con valori massimi per la prima di circa $14 \text{mA}/\text{cm}^2$, e per la seconda di $46 \text{mA}/\text{cm}^2$.

La tensione di corto circuito, invece, è superiore a quella della cella cristallina, per la conseguenza che il band gap della cella amorfa è maggiore rispetto a quello del silicio cristallino.

Complessivamente, in questi ultimi anni il rendimento della cella solare cristallina è maggiore rispetto a quello della cella amorfa cristallina, si parla di 26.8% contro il 14% (dati 2022). Importante notare però che la cella cristallina non ha più margine di miglioramento, mentre la tecnologia a film sottile, che sia a singolo strato o multistrato, ha enormi potenzialità, come vedremo nel capitolo successivo.

Importante notare che anche per la cella p-i-n la temperatura è un fattore di diminuzione di rendimento.

4.4 Celle multigiunzione (cenni)

Sono realizzate come le celle p-i-n ma costituite da più strati, per far sì di assorbire quanti più fotoni possibili per massimizzare l'efficienza della cella.

Lo strato più prossimo alla superficie sarà quello con band gap maggiore, e via via diminuendo il valore fino ad arrivare all'ultimo strato, composto da materiali che avranno il bandgap minore.

Si riporta la figura [4.7](#) con un esempio di cella multigiunzione e delle diverse lunghezze d'onda che le varie celle riescono ad assorbire.

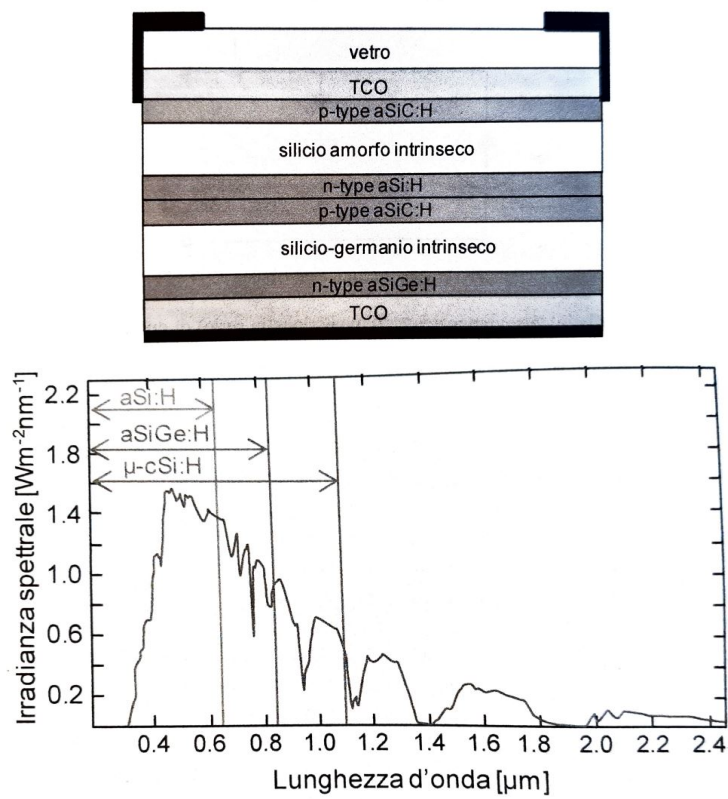


Figura 4.7: Cella solare multigiunzione e relativo spettro AM1.5 dove viene indicato quale parte della cella assorbe quale pezzo di spettro.

Capitolo 5

Cenni sulle generazioni di celle solari

Come conclusione dei capitoli dedicati alle celle solari, è opportuno citare la suddivisione che si è data alle varie tipologie di celle fino ad ora create, che prende il nome di *generazioni* di celle solari, ognuna delle quali è caratterizzata da periodo di sviluppo (quindi dal più passato al più moderno), dalle tecnologie utilizzate e dall'ambito di utilizzo (commerciale o ricerca).

- Prima generazione

In questa categoria si trovano le prime celle, come quelle al silicio monocristallino, policristallino e le celle GaAs. Tutte queste sono basate sulla giunzione p-n e sono esclusivamente utilizzate per scopi commerciali. Queste celle sono state discusse in maniera approfondita nel capitolo 3.

- Seconda generazione

Sono la prima evoluzione delle celle solari al silicio, studiate per diminuire i costi di produzione. Hanno la possibilità di essere flessibili, ma non sono molto efficienti. Stabiliscono l'inizio dell'uso dell'elettrochimica, introducendo il "film sottile".

Degne di nota sono le celle CIS, CIGS e CdTe. Sono celle ad eterogiunzione, ovvero le due zone p ed n sono di materiali differenti. Le CIS-CIGS sono interessanti perchè è possibile utilizzare qualsiasi materiale come substrato, e quindi le celle possono essere anche flessibili o di materiale plastico. Si osserva però che tra gli elementi utilizzati, l'Indio è un materiale molto raro, e dunque il costo realizzativo è più elevato rispetto all'utilizzo del silicio, mentre il Cadmio

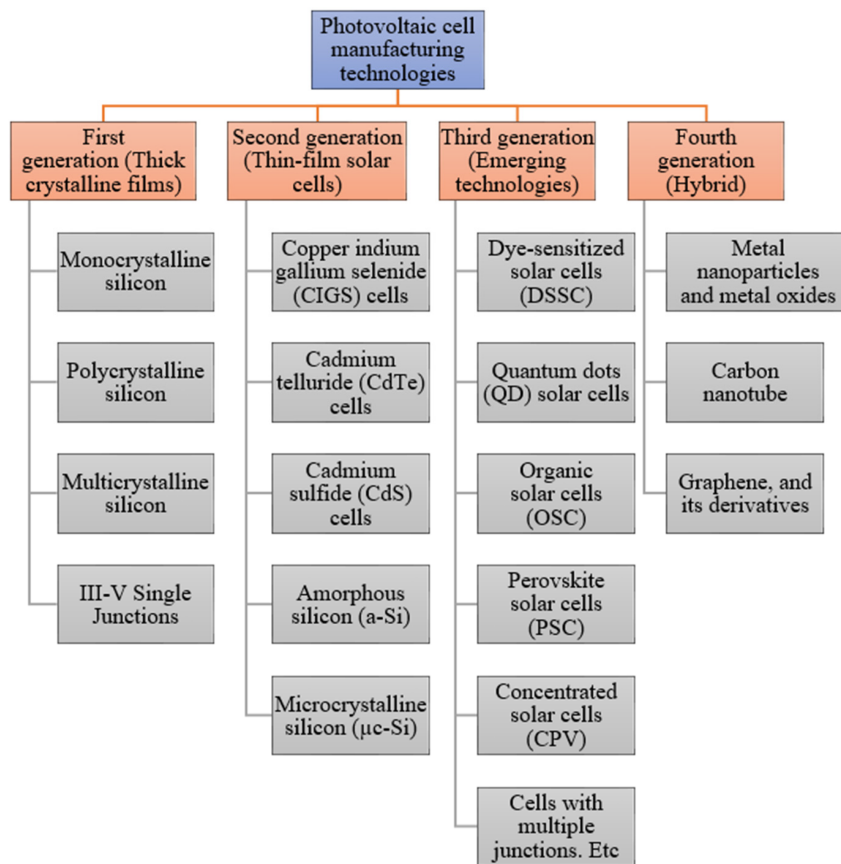


Figura 5.1: Riassunto generazioni celle solari.

è estremamente tossico, ma comunque accettato e utilizzato perché complessivamente il Tellururo di Cadmio è meno tossico e più stabile rispetto a quello usato per le batterie al nichel-cadmio NiCd, che hanno maggior mercato.

- Terza generazione

Nella terza generazione, si trovano le celle delle cosiddette *tecnologie emergenti*, che possono trovare applicazione dalla tecnologia aerospaziale all'ambito domestico.

Rientrano in questa categoria le celle a multigiunzione, così come quelle a Quantum dots e a Perovskite.

- Quarta generazione

Sono le celle ibride inorganiche, costituite prevalentemente da nanomateriali. Si parla infatti di *nano-fotovoltaico*, che si presuppone

abbia un futuro promettente, oltre che un costo relativamente più accessibile rispetto alle celle di terza generazione.

Il National Renewable Energy Laboratory (NREL) ha rilasciato un grafico aggiornato al 2022 con l'andamento dell'efficienza di tutte le tipologie di celle solari. Viene riportato in figura [5.2](#)

Si nota che la cella con maggiore efficienza è una a quattro o più giunzioni (terza generazione), che usa il metodo della concentrazione della radiazione solare, pari a 47.6%. La cella non a concentrazione più efficiente è una 3-giunzioni, con rendimento 39.5%.

Inoltre, si può vedere uno degli andamenti con maggiore crescita di efficienza è riguardante alle celle a doppia giunzione (tandem) (32.9%) e le celle a quantum dots, della quarta generazione (18.1%).

Si vede come il silicio sia arrivato ad un limite tecnologico già da circa 25 anni, mentre le nuove tecnologie, specialmente quelle della terza e quarta generazione, fanno ben sperare in un futuro di energia rinnovabile e sostenibile.

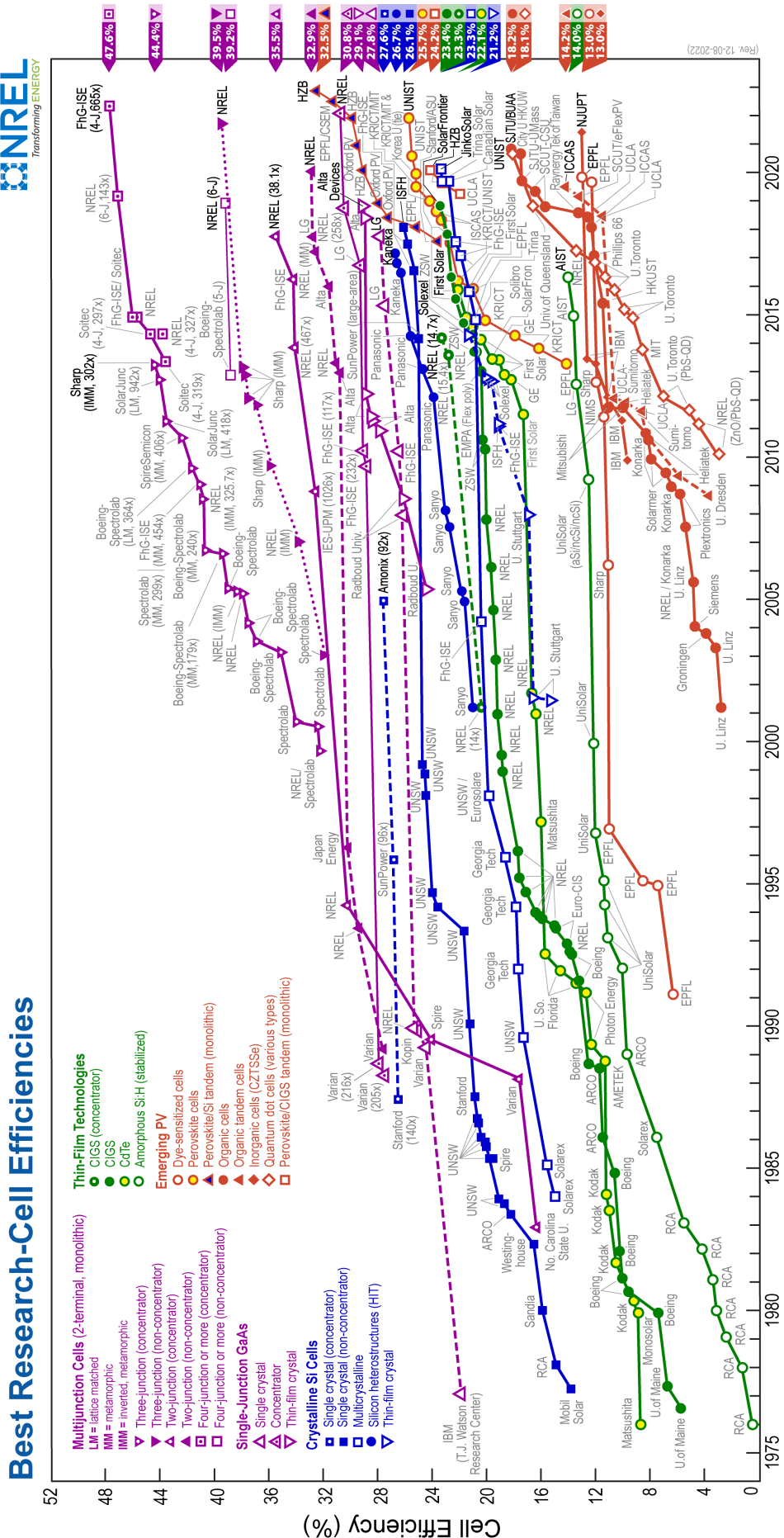


Figura 5.2: Evoluzione efficienza celle solari, NREL.

Capitolo 6

Legislazione riguardante i pannelli fotovoltaici

In questo ultimo capitolo della tesi, si tratterà della legislazione atta alla certificazione europea per la commercializzazione dei pannelli fotovoltaici.

6.1 Tecniche di prova ai fini della certificazione europea

Per garantire il corretto funzionamento del pannello solare per un tempo sufficiente da valerne l'acquisto (possibilmente una diminuzione massima di efficienza all'80% in 20 anni), i produttori devono assicurare l'affidabilità del prodotto. Per questo motivo, i moduli fotovoltaici sono sottoposti a delle rigide prove che permettano l'acquisizione della certificazione europea.

Il principale obiettivo delle normative dedite alla certificazione europea dei pannelli FV sono garantire la sicurezza dei prodotti che vengono commercializzati. In un secondo luogo, servono anche per verificare l'effettiva efficienza dei dispositivi in condizioni reali e per identificarne le potenziali criticità.

Per la certificazione dei moduli PV in silicio monocristallino e policristallino, per uso terrestre, la norma vigente è la **CEI EN 61215:2021**, redatta dalla CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) dal titolo *"Moduli fotovoltaici "FV" in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo"*.

La norma racchiude al proprio interno altri standard-normative precedenti, modificando o aggiungendo test. Per esempio, nella versione 2021

(seconda edizione), si sono aggiunti metodi di test per i moduli flessibili che non erano presenti nella prima edizione del 2016.

6.2 CEI EN 61215-1:2021

La prima parte di normativa 61215:2021 riguarda i **requisiti di prova** che sono necessari per poter poi procedere con i test.

Il documento viene suddiviso in 11 parti: quelle meno significative verranno riportate nel seguito in maniera discorsiva.

Dopo una prima parte in cui si definisce l'ambito di applicazione della normativa (**1-Scope**), è presente una lista di riferimenti a normative precedenti di cui la nuova norma si compone (**2-Normative references**).

Successivamente, viene riportata una lista di abbreviazioni che verranno utilizzate nel documento (**3-Terms, definitions and abbreviated terms**), per poi seguire con la definizione dei campioni per i test (**4-Test Samples**), come, ad esempio, la necessità che i pannelli in prova siano strutturalmente completi, con le istruzioni del costruttore presenti. Quest'ultima sezione si occupa inoltre delle casistiche non standard indicando eventuali normative specifiche di riferimento.

Nella quinta parte (**5-Marking and documentation**), si definiscono le informazioni minime obbligatorie che devono essere presenti nella targhetta del pannello (nome produttore, numero seriale, tensione di circuito aperto e corrente di corto circuito con relative tolleranze, massima potenza del modulo con tolleranza..) e cosa deve contenere la documentazione del modulo (procedure di installazione e manutenzione).

Nella sezione **6-Testing**, si danno le indicazioni per la corretta prova dei moduli. Si stabilisce di avere un modulo atto come "campione" (periodicamente controllato) con cui confrontare gli altri moduli sotto test, e si indica che le prove devono essere svolte rispettando le indicazioni fornite dal costruttore. Si indicano anche i componenti necessari per effettuare il test, come la "junction box" per posizionare i cavi, e i connettori.

7-Pass Criteria

Questa parte definisce tutti i parametri necessari per il superamento dei vari test, e cosa fare in caso di fail (riprovare il test, rifare la prova in più pannelli oppure dichiarare la non conformità).

In primo luogo, si definisce la quantità dei pannelli che devono superare i test quando vengono provati in più unità. Se il totale dei pannelli è stret-

tamente minore di 10, devono tutti superare il test, mentre se è maggiore o uguale a 10, un solo modulo può presentare un fail.

Per quanto riguarda i valori di V_{OC} , I_{SC} e di P_{max} , si definiscono le tolleranze (in percentuale rispetto al valore cui sono riferite) che si possono avere tra valore nominale e valore acquisito mediante test.

Prendono il nome di t_1 per la Potenza massima, t_2 per la V_{OC} e t_3 per I_{SC} .

Devono valere le seguenti disuguaglianze:

- Verifica P_{max}

$$P_{max,LAB}\left(1 + \frac{1.65|m_1|}{100}\right) \geq P_{max,NOM}\left(1 - \frac{|t_1|}{100}\right) \quad (6.1)$$

con

- $P_{max,LAB}$ massima potenza misurata in laboratorio
- $P_{max,NOM}$ potenza massima dichiarata dal costruttore
- $|m_1|$ incertezza di misura dovuta agli strumenti di laboratorio per la misura di V_{OC} (95% livello di confidenza)
- $|t_1|$ minima tolleranza della potenza massima fornita dal costruttore (in %)

- Verifica V_{OC}

$$V_{OC,LAB}\left(1 + \frac{1.65|m_2|}{100}\right) \leq V_{OC,NOM}\left(1 + \frac{|t_2|}{100}\right) \quad (6.2)$$

I vari parametri sono facilmente intuibili da quelli riportati prima.

- Verifica I_{SC}

$$I_{SC,LAB}\left(1 + \frac{1.65|m_3|}{100}\right) \leq I_{SC,NOM}\left(1 + \frac{|t_3|}{100}\right) \quad (6.3)$$

I vari parametri sono facilmente intuibili da quelli riportati prima.

Si definisce anche il massimo deterioramento che i pannelli possono avere durante i vari test. Si misura infatti la massima potenza erogata dopo le prime prove, che deve essere al massimo il 5% minore di quella misurata all'inizio.

$$P_{max,Gate2} \geq 0.95P_{max,Gate1}\left(1 - \frac{r}{100}\right) \quad (6.4)$$

con

- $P_{max, Gate1}$ potenza massima del modulo verificata prima dell'inizio dei test
- $P_{max, Gate2}$ potenza massima del modulo verificata alla fine dei test, dopo condizioni di stress
- r parametro detto "riproducibilità", espresso in %

Si definisce il concetto di *principali difetti visivi* nel paragrafo **8 - Major visual defects**, che possono essere fonte di riduzione di affidabilità. Questi sono ad esempio superfici rotte o scheggiate, bolle che mettono in comunicazione il circuito elettrico e la parte più esterna del modulo, eventuali segni di bruciature e molte altre.

Successivamente, si determinano di cosa deve essere composto il report dei test di certificazione nel paragrafo **9 - Report**, se ci sono stati delle modifiche ai moduli che possono essere rilevanti per la natura della certificazione nel paragrafo **10 - Modifications**, mentre l'undicesimo e ultimo paragrafo si definisce in breve la successione dei test che si andranno ad effettuare (**11 - Test flow and procedures**), che sarà poi sviluppata nella seconda parte del documento.

6.3 CEI EN 61215-2:2021

Questa seconda parte di norma è composta da 4 sezioni. Le prime tre ricalcano i corrispettivi della prima parte di normativa, cambiando solo le effettive norme che compongono la lista nella parte 2 e le abbreviazioni presenti nella parte 3.

La sezione sostanziale di questa parte di norma si trova nel paragrafo **4 - Test procedures**.

Come visto precedentemente, già nella prima parte della norma vengono definite le prove che si dovranno svolgere per l'ottenimento della certificazione europea. In questa sezione si spiega invece come redigere ogni singola prova, con relativo scopo del test, attrezzatura necessaria, condizioni in cui effettuare il test e procedura.

Prima di citare alcune prove, è utile riportare una panoramica generale del processo complessivo che porta i moduli ad ottenere la certificazione, figura [6.1](#).

Come si vede dalla figura, il totale dei moduli da utilizzare per il processo sono 12. Questi, dopo un preconditionamento per uniformare le condizioni di partenza, vengono separati e, singolarmente o a più unità, sono

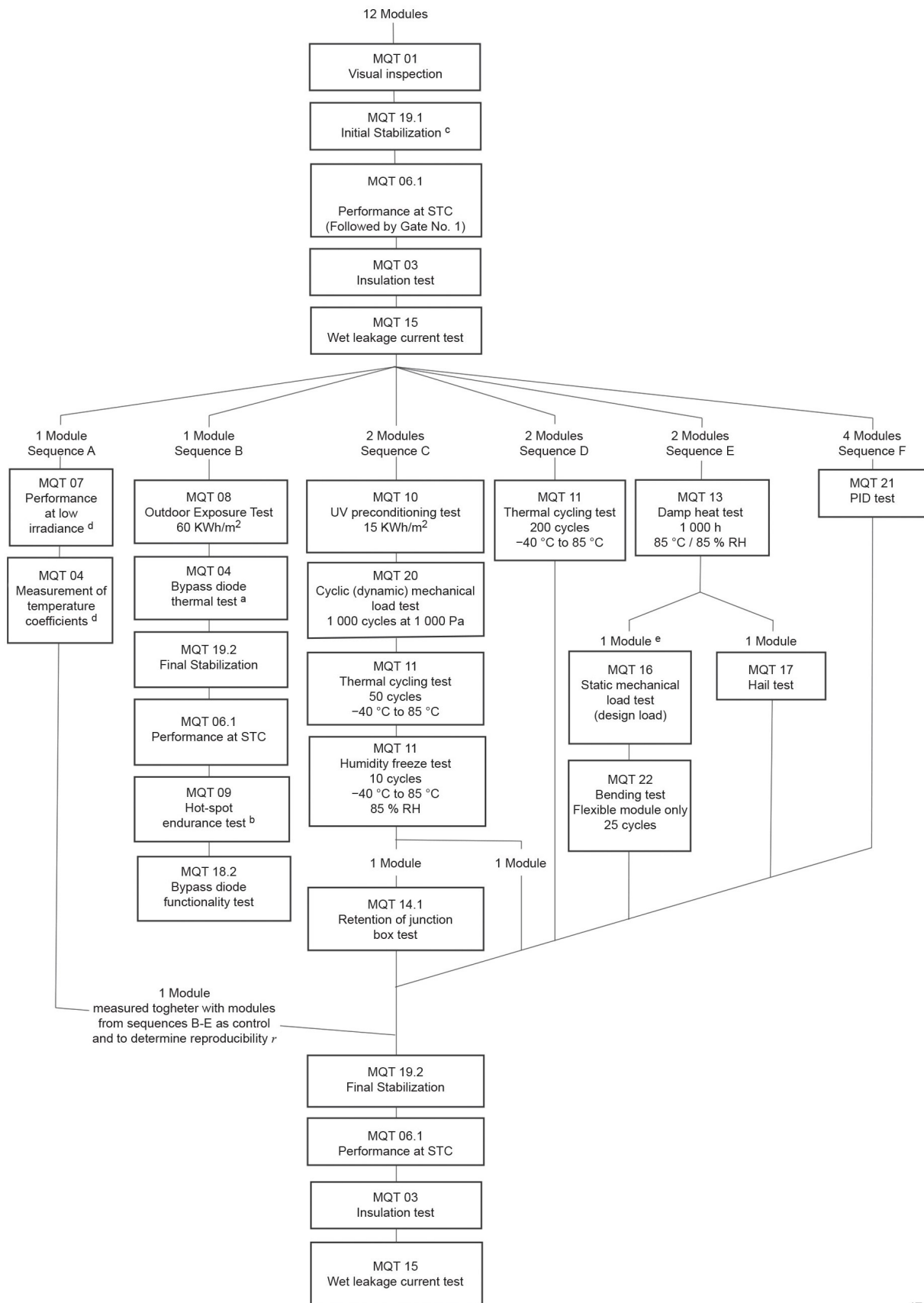


Figura 6.1: Descrizione processo certificazione moduli fotovoltaici.

Test	Subclause in IEC 61215-2:2021	Title	Test conditions
MQT 01	4.1	Visual inspection	See list of major visual defects in Clause 8
MQT 02	4.2	Maximum power determination	See IEC 60904-1 for monofacial modules and IEC TS 60904-1-2 for bifacial modules
MQT 03	4.3	Insulation test	Test levels vary between 500 V minimum and $1,35 \times (2000 + 4 \times V_{sys})$ maximum depending on system voltage, module class, and presence of cemented joints. See MQT 03 procedure for further detail.
MQT 04	4.4	Measurement of temperature coefficients	See IEC 60891 See IEC 60904-10 for guidance
MQT 06.1	4.6	Performance at STC	Cell temperature of 25 °C at STC Irradiance: 1 000 W/m ² (and BNPI, for bifacial modules) with IEC 60904-3 reference solar spectral irradiance distribution Requirements see Clause 7
MQT 07	4.7	Performance at low irradiance	Cell temperature: 25 °C Irradiance: 200 W/m ² with IEC 60904-3 reference solar spectral irradiance distribution
MQT 08	4.8	Outdoor exposure test	60 kWh/m ² total solar irradiation
MQT 09	4.9	Hot-spot endurance test	Exposure to irradiance in worst-case hot-spot condition as per the technology specific part and IEC 61215-2. For monofacial modules, irradiance is 1 000 W/m ² . For bifacial modules the irradiance is BSI.
MQT 10	4.10	UV preconditioning	15 kWh/m ² total UV irradiation in the wavelength range from 280 nm to 400 nm, with 3 % to 10 % UV irradiance in the wavelength range from 280 nm to 320 nm, at a module temperature of 60 °C. For bifacial modules, exposure is repeated on the rear side.
MQT 11	4.11	Thermal cycling test	50 (Sequence C) or 200 (Sequence D) cycles from -40 °C to +85 °C with current as per technology specific part up to +80 °C, with 5 N weight hanging from the junction box.
MQT 12	4.12	Humidity freeze test	10 cycles from +85 °C, 85 % RH to -40 °C with circuitry continuity monitoring
MQT 13	4.13	Damp heat test	1 000 h at +85 °C, 85 % RH
MQT 14	4.14	Robustness of termination	Test of junction box retention and cord anchorage.
MQT 15	4.15	Wet leakage current test	Test voltage increase at a rate not exceeding 500 V/s to 500 V or the maximum system voltage for the module, whichever is greater. Maintain the voltage at this level for 2 min. Solution temperature is (22 ± 2) °C.
MQT 16	4.16	Static mechanical load test	Three cycles of uniform load specified by the manufacturer, applied for 1 h to front and back surfaces in turn. Minimum test load: 2 400 Pa
MQT 17	4.17	Hail test	Ice ball impact directed at 11 locations. Required minimum ice ball diameter of 25 mm and speed of 23,0 m/s.
MQT 18	4.18	Bypass diode thermal	MQT 18.1: Bypass diode thermal test: 1 h at I_{sc} and 75 °C 1 h at 1,25 times I_{sc} and 75 °C MQT 18.2: Bypass diode functionality test At 25 °C perform voltage and current measurements For bifacial modules, I_{sc} in the conditions above is that measured at elevated irradiance BSI.
MQT 19	4.19	Stabilization	Three consecutive output power measurements P_1 , P_2 and P_3 using MQT 02. STC output power is determined using procedure MQT 06.1.
MQT 20	4.20	Cyclic (Dynamic) Mechanical load test	IEC TS 62782 1 000 cycles at 1 000 Pa
MQT 21	4.21	Potential induced degradation test	IEC TS 62804-1 +85 °C, 85 % RH at maximum system voltage for 96 h
MQT 22	4.22	Bending test – for flexible modules only	25 cycles rolled up (without damage) around a cylinder with a diameter specified by the module manufacturer over which the flexible modules can be bent

Figura 6.2: Tabella riassuntiva delle prove per i moduli fotovoltaici.

sottoposti ai vari test, denominati con la sigla **MQT xx**, ovvero *Module Quality Test*.

Viene riportata anche una tabella con la totalità delle prove e una breve descrizione in figura [6.2](#)

Si riportano alcune rilevanti prove tra quelle definite nel paragrafo 4 di questa parte di norma:

- Maximum power determination (MQT 02)
- Hot-spot endurance test (MQT 09)
- Thermal cycling test (MQT 11)
- Wet leakage current test (MQT 15)
- Hail test (MQT 17)
- Stabilization (MQT 19)

Maximum power determination (MQT 02)

Il test prevede il solo tracciamento della caratteristica I-V.

Non si trova nello schema riassuntivo di figura [6.1](#) perché compreso all'interno di altre prove.

Per determinare la massima potenza erogabile dal modulo, è necessario avere un apparato per la misura della caratteristica I-V (determinato dalla normativa IEC 60904-9), un modulo di riferimento per verificare la corretta emissione di spettro luminoso e per finire una sorgente di radiazione luminosa opportunamente classificata, che viene posizionata perpendicolarmente al modulo sotto test.

La temperatura del modulo deve essere compresa tra i 20°C e i 50°C , mentre il valore di irradianza tra $700\text{W}/\text{m}^2$ e i $1100\text{W}/\text{m}^2$.

Hot-spot endurance test (MQT 09)

L'hot-spot è una condizione critica che si presenta nei moduli fotovoltaici a causa di un mismatch di corrente tra le celle li compongono. Questo si verifica maggiormente quando è presente un ombreggiamento localizzato che coinvolge una singola cella. Essa si trova ad essere *polarizzata inversamente* a causa della corrente imposta dalle altre celle collegate in serie.

Questo porta ad un surriscaldamento della cella ombreggiata, generando un aumento di corrente potenzialmente dannoso per i contatti metallici o la giunzione.

Per le celle a bassa resistenza di shunt, il peggiore caso è l'oscuramento della totalità della cella. L'hot spot è localizzato alla singola cella e la rottura di essa quindi avviene rapidamente. È necessario trovare la cella a minor resistenza di shunt a cui sarà associato il peggior caso di hot spot.

Le celle ad alta resistenza di shunt, invece, hanno come peggior caso quello dell'oscuramento parziale. La rottura della giunzione p-n l'aumento della temperatura avviene più lentamente.

Si riporta in figura 6.3 la caratteristica I-V della cella irradiata e ombreggiata. Per la cella ombreggiata, l'area grigia corrispondente alla massima corrente e massima tensione è equivalente alla potenza che viene dissipata per effetto Joule, motivo del riscaldamento della cella.

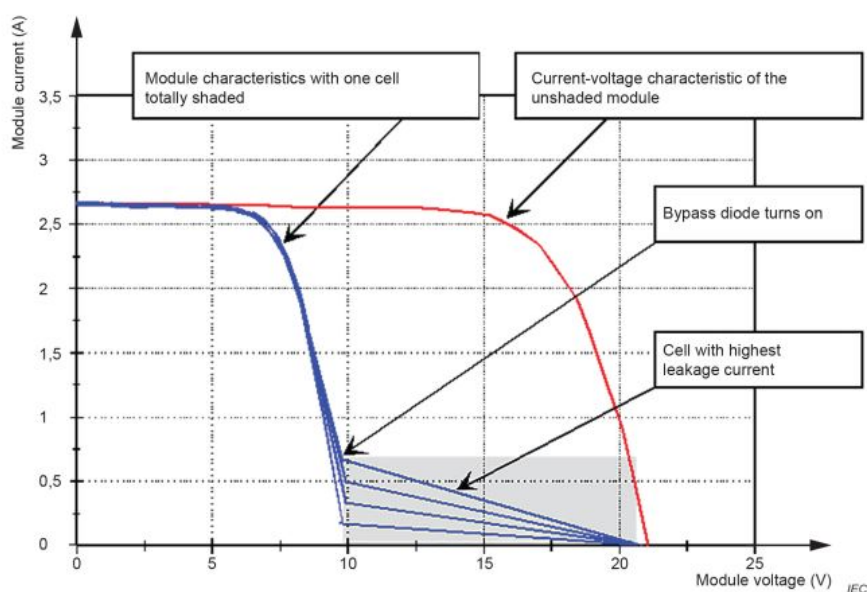


Figura 6.3: Caratteristica I-V della cella solare irradiata (in rosso) e ombreggiata (in blu).

Come descritto nella figura, all'entrata in funzionamento del diodo di bypass per salvaguardare il modulo (staccando la cella polarizzata inversamente dalle altre), si vedono differenti valori di corrente massima, che dipendono dalla cella presa in esame. Per il test, si sceglie la cella con la corrente più alta, che corrisponde alla cella con minore resistenza di shunt.

Il test MQT 09 serve per verificare l'abilità del modulo nel contrastare questo fenomeno dal punto di vista della sicurezza.

È necessaria una fonte di radiazione luminosa (di solito da simulatore solare) con un'irradianza di $1000 \pm 100 W/m^2$, un tracciatore della caratteri-

stica I-V, una copertura opaca per coprire cella per cella ed una telecamera ad infrarossi per misurare la temperatura dei moduli.

Si riporta la procedura per le celle a silicio (MQT 09.1):

1. Si espone il modulo non oscurato alla sorgente luminosa, con un'irradianza compresa tra $800W/m^2$ e $1100W/m^2$;
2. Si oscura a turno ogni cella del modulo, misurandone la caratteristica I-V come in figura [6.3](#) a sx;
3. Si scelgono le tre celle con minore resistenza di shunt (maggiore corrente dispersa) e quella a maggiore resistenza di shunt;
4. Per le celle selezionate, determinare la condizione di oscuramento relativa al caso peggiore con i passaggi precedentemente descritti
5. Mettere in corto il modulo ed esporlo alla radiazione luminosa, ad una temperatura di $(55 \pm 15)^\circ C$;
6. Mantenere il caso peggiore di ombreggiamento per un'ora. Se la temperatura della cella oscurata continua ad aumentare alla fine dell'ora, continuare il test per il tempo totale di 5 ore.

Vengono descritti anche degli accorgimenti da tenere in base al collegamento delle celle nel modulo (in serie, parallelo...).

Per finire, si effettuano i test MQT 01 (test visivo), MQT 02 (misura potenza massima) e MQT 15 (misura corrente dispersione in condizioni bagnate).

Per passare il test, è necessario che:

- non ci siano difetti visivi;
- il modulo deve avere la caratteristica I-V di un dispositivo fotovoltaico funzionante
- la resistenza di isolamento deve essere la stessa della misura iniziale
- la corrente di dispersione in condizioni bagnate deve essere la stessa della misura iniziale
- non devono esserci danni alla cella usata come peggior caso per il test

Thermal cycling test (MQT 11)

Lo scopo del test è determinare la capacità del modulo di opporsi al cambiamento delle proprie caratteristiche se sottoposto a ripetuti cambi di temperatura.

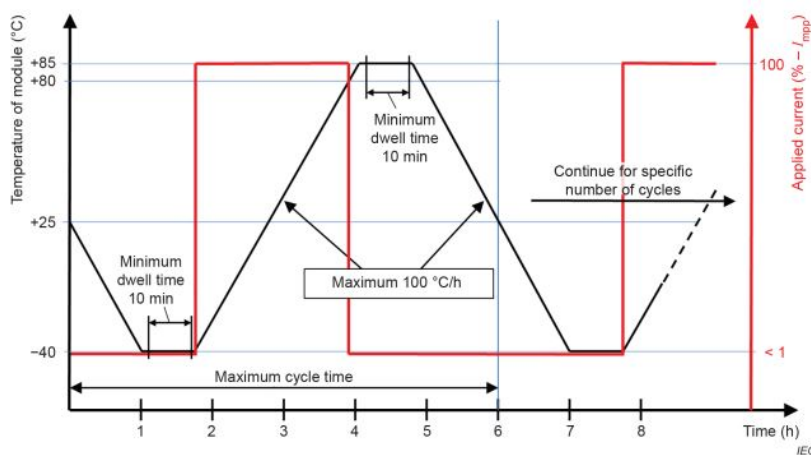


Figura 6.4: Definizione cicli termici per il test. Si noti la temperatura massima, minima e la definizione della massima variazione di temperatura nel tempo.

Per la prova, sono necessari una camera climatica con controllo di temperatura automatico, dei supporti per montare i moduli in modo tale da poter fare circolare l'aria, strumenti di misura della temperatura con accuratezza $\pm 2^{\circ}C$ e ripetibilità di $\pm 0.5^{\circ}C$, un generatore per applicare corrente continua al modulo e infine un peso di 5N da collegare ai terminali elettrici del modulo.

Si collega un sensore di temperatura al centro del modulo e lo si posiziona nella camera climatica. Si aggiunge il peso di 5N alla junction box (vengono definiti diversi metodi per effettuare il collegamento) e si collegano gli strumenti di rilevazione della temperatura e i generatori di tensione ai moduli, che mantengono la potenza fissa per tutta la durata del test con una tolleranza massima dell'1%.

Si procede con la variazione di temperatura come riportata nella figura 6.4, con temperatura minima di $(-40 \pm 2)^{\circ}C$, massima di $(+85 \pm 2)^{\circ}C$ e variazione massima di temperatura nel tempo di $100^{\circ}C/h$. La temperatura rimane costante agli estremi per almeno 10 minuti, e il test non può durare più di 6 ore.

Finiti i cicli termici, si lascia riposare il modulo per un'ora alla temperatura di $(23 \pm 5)^\circ C$ e umidità minore di 75%, in condizioni di circuito aperto. Si effettuano poi i test MQT 01 e MQT 15.

Il test è passato se:

- non ci sono interruzioni di corrente durante il test
- non ci sono difetti visivi
- la corrente di dispersione in condizioni bagnate ha lo stesso valore delle misure iniziali

Wet leakage test (MQT 15)

Si vuole valutare l'isolamento del modulo in condizioni di bagnato, verificando che elementi come acqua, neve o altri non entrino a contatto con il circuito del modulo.

Si necessita di un contenitore sufficientemente grande da farci entrare un modulo FV in posizione orizzontale, che conterrà acqua o soluzione acquosa (resistività $< 3500\Omega \cdot cm$ e temperatura $(22 \pm 2)^\circ C$) tale da bagnare la superficie del modulo. Inoltre sono necessari un generatore di tensione continua (500V o più a seconda della massima tensione sopportabile dal modulo) e uno strumento per misurare la resistenza di isolamento.

Si immerge il modulo in modo tale da coprire la superficie tranne la junction box e si bagnano gli ingressi per i cavi. Successivamente si collega il terminale positivo dello strumento di test resistività all'uscita (cortocircuitata) del modulo, e il terminale negativo all'acqua o soluzione acquosa. Si aumenta la tensione fino alla massima sopportata dal modulo, e la si mantiene costante per 2 minuti. Avviene poi la misura di resistività.

Il test è passato se:

- la resistenza di isolamento per moduli con area minore di $0.1m^2$ è maggiore di $400M\Omega$
- la resistenza di isolamento (rapportata alla superficie) per moduli con area maggiore di $0.1m^2$ deve essere maggiore di $40M\Omega \cdot m^2$

Hail test (MQT 17)

Con questa prova, si vuole verificare la resistenza del modulo in caso di grandine.

È necessario utilizzare degli stampi per realizzare le palline di ghiaccio (diametro minimo 25 mm), un freezer impostato alla temperatura di

$(-10 \pm 5)^\circ C$. Si usa anche un dispositivo per lanciare le palline di ghiaccio orizzontalmente ad una velocità specifica con una tolleranza di $\pm 5\%$, una bilancia per misurare la massa della palla di ghiaccio ($\pm 2\%$) ed uno strumento per misurare l'effettiva velocità della pallina (tolleranza $\pm 2\%$).



Figura 6.5: Setup per il test della grandine.

Le palline di ghiaccio, dopo una supervisione della loro interezza, diametro e massa, vengono lanciate contro il modulo, ad una velocità che dipende dalla massa di ognuna (è presente una tabella che indica le velocità, si va dai 80 km/h per le palline più piccole ai 140 km/h per quelle più grandi). Vengono definiti i punti in cui si deve colpire il modulo. Alla fine, si ripetono i test MQT 01 e MQT 15.

Il test è passato se:

- non ci sono difetti visivi
- la corrente di dispersione in condizioni bagnate ha lo stesso valore delle misure iniziali

Stabilization (MQT 19)

I moduli FV, durante il loro funzionamento, devono essere stabilizzati per non avere sbalzi di potenza erogata, che provocherebbe danni agli apparati elettronici connessi alla rete.

Per questo, si definisce la relazione

$$(P_{max} - P_{min})/P_{average} < x \quad (6.5)$$

con P_{max} e P_{min} misurati tramite MQT 02, $P_{average}$ la media tra potenza massima e minima ed infine x che dipende dalle tecnologie presenti nei moduli FV.

Se questa disequazione vale, allora si considera il modulo stabile.

Per il test è necessario un simulatore solare (IEC 60904-9) con un'irradianza compresa tra $800W/m^2$ e $1000W/m^2$, alla temperatura di $(50 \pm 10)^\circ C$. Si utilizza anche un carico resistivo da collegare al modulo per portare il punto di lavoro il più vicino possibile al MPP, o possibilmente un regolatore MPPT elettronico.

Si esegue la procedura MQT 02, prima senza e poi con il carico, per infine misurare l'irradianza e gli altri parametri per i quali si raggiunge la stabilità (formula 6.5).

La MQT 19.1 riguarda la stabilizzazione iniziale, per verificare i valori di potenza riportati nella documentazione del costruttore. La MQT 19.2 invece si attiene alla stabilizzazione del modulo a fine dei test, per verificarne la degradazione avvenuta a causa delle prove.

6.4 Revisione delle norme in vigore

Le norme nel tempo possono cambiare o subire revisioni se è necessario modificare qualche parametro precedentemente definito, o nel nostro caso, per togliere, modificare o aggiungere qualche test relativo ai moduli fotovoltaici.

Si prendono in considerazione le seguenti versioni delle norme precedentemente affrontate:

- EN IEC 61215-1-1-2021
- EN IEC 61215-1-2-2021
- EN IEC 61215-1-3-2021
- EN IEC 61215-1-4-2021

Questi documenti riportano come premessa una sintesi delle modifiche apportate e poi sviluppano i singoli punti evidenziando le variazioni rispetto alla norma di riferimento. Si vuole fare un riassunto di queste rettifiche analizzando le varie versioni e riportando i principali cambiamenti. Non si riportano le modifiche dei punti 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10 perché non rilevanti dal punto di vista della comparativa oppure perché assenti.

Nel caso di modifiche uguali, si cita solamente la prima versione che l'ha introdotta.

	EN IEC 61215-1-1-2021	EN IEC 61215-1-2-2021	EN IEC 61215-1-3-2021	EN IEC 61215-1-4-2021
Aggiunta nuovi test o generali	<ul style="list-style-type: none"> • MQT 20: test di carico meccanico ciclico • MQT 21: test per il rilevamento degradazione del modulo dovuta dal potenziale di flessione per i moduli flessibili 	Aggiunta test per moduli FV a film sottile in CdTe	Aggiunta test per moduli FV a film sottile in a-Si	<ul style="list-style-type: none"> • Aggiunta test per moduli FV che supportano ridotto carico meccanico • Aggiunta test per moduli FV a film sottile in Cu(In,Ga)(S,Se)₂
5 - Marking and documentation	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> • nell'etichetta massimo carico sopportabile (Pa) • Inserire nella documentazione il limite di pressione tra 1200 Pa e 2000 Pa per questa tipologia di pannelli
6 - Testing	-	Viene ricordato di prestare attenzione alla stabilizzazione della potenza di uscita durante il test MQT 19.	-	-
7 - Pass criteria	<ul style="list-style-type: none"> • $r = 1\%$ • $m_1 = 3\%$ <p>Si vedano le formule (6.1) e (6.4)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • $r = 2\%$ • $m_1 = 4\%$ per celle a singola giunzione • $m_1 = 5\%$ per celle multigiunzione 	-	-
11 - Test flow and procedures	<ul style="list-style-type: none"> • MQT 11: aggiunta di una verifica da effettuare per i moduli bifacciali • MQT 19.1: moduli c-Si irradiati con valore $\geq 10 \text{ kWh/m}^2$; si effettuano gli altri test a STC. • MQT 19.2: aggiunta vari metodi test per stabilizzazione finale dei moduli 	<ul style="list-style-type: none"> • MQT 09: aggiunta specifiche per celle CdTe • MQT 11: indicazione di corrente minima 100 mA durante il test • MQT 19.1: valore di irradiazione deve essere $\geq 20 \text{ kWh/m}^2$ <p>. Il tempo di raffreddamento deve essere tra i 30 e i 60 minuti.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MQT 19: aggiunto test per celle in a-Si. Per la stabilizzazione indoor, si definisce range irradianza tra 600 e 1000 W/m² ad una temperatura minore di 55°C • MQT 19.1: valore irradiazione 43 kWh/m², tempo raffreddamento 30 min. Per stabilizzazione a-Si, irradianza tra 200 e 400 kWh/m² 	<ul style="list-style-type: none"> • MQT 9: definiti parametri per celle a Cu(In,Ga)(S,Se)₂ • MQT 12 e MQT 13: forniti nuovi metodi per effettuare test • MQT 16: modifica per pannelli a ridotto carico

Figura 6.6: Riassunto versioni normativa EN IEC 61215-1:2021.

Bibliografia

- [1] H. K. Channi, A. Dhingra, and A. Anand, *Evolution of Solar Technology*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022.
- [2] <https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/in-depth/>.
- [3] R. A. Marques Lameirinhas, J. P. N. Torres, and J. P. de Melo Cunha, "A photovoltaic technology review: History, fundamentals and applications," *Energies*, vol. 15, no. 5, 2022.
- [4] S. K. Nag, T. K. Gangopadhyay, and J. Paserba, "Solar photovoltaics: A brief history of technologies [history]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 20, no. 3, pp. 77–85, 2022.
- [5] <https://nstrdb.nrel.gov/>.
- [6] IRENA (2019), Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [7] <https://www.bigdogsolar.com/solar-school/solar-energy-history/>.
- [8] <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>.
- [9] <https://www.energyinst.org/>.
- [10] <https://ourworldindata.org/>.
- [11] <https://www.solar.com/learn/solar-panel-cost/>.
- [12] S. Daliento, V. D'Alessandro, P. Guerriero, *et al.*, *Dispositivi e sistemi fotovoltaici*. Edises, 2014.
- [13] L. Rossetto, *Dispense fornite per il corso di Fondamenti di Elettronica (2022)*.

- [14] R. C. Jaeger, T. N. Blalock, and B. J. Blalock, *Microelectronic circuit design*. McGraw-Hill New York, 4th ed., 2011.
- [15] <https://www.pveducation.org/>.
- [16] <https://www.longi.com/en/news/propelling-the-transformation/>.
- [17] Pastuszak, J.; Węgierek, P. Photovoltaic Cell Generations. Encyclopedia. Available online: <https://encyclopedia.pub/entry/26456>.
- [18] Pastuszak J, Węgierek P. Photovoltaic Cell Generations and Current Research Directions for Their Development. Materials (Basel). 2022 Aug 12.
- [19] <https://www.nrel.gov/>.
- [20] *IEC 61215-1:2021. CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements.*
- [21] *IEC 61215-1-1:2021. CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules.*
- [22] *IEC 61215-1-2:2021, CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules.*
- [23] *IEC 61215-1-3:2021, CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) module.*
- [24] *IEC 61215-1-4:2021, CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules.*
- [25] *IEC 61215-2:2021. CENELEC, 2021. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures.*