

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Spaziale



Elaborazione di standards di qualifica per celle solari ad alto
rendimento per applicazioni terrestri in concentrazione

Relatore: Prof.ssa Michèle LAVAGNA

Co-relatore: Dott.ssa Roberta CAMPESATO

Tesi di Laurea di:

Francesco BERGAMASCHI Matr. 720695

Anno Accademico 2009 – 2010

«*Pro captu lectoris habent sua fata libelli*»
(Terenziano Mauro, “*De litteris, De syllabis, De Metris*”)

Dedicato alla mia famiglia

Per il presente lavoro di tesi si ringraziano tutti i membri della Linea Celle Solari di CESI S.p.a, in particolare la Dott.ssa Roberta Campesato, l'Ing. Giuseppe Gabetta, la Dott.ssa Mariacristina Casale, il Dott. Gabriele Gori e i tecnici Roberto Righi, Rossana Barban, Giovanni Agrati, Luigi Bedolo, Emiliano Rizzi, Joni Aguas, Erminio Greco e Fabio D'Ascenzo. Un doveroso ringraziamento anche a Luca Carella per le misure effettuate. Si ringrazia inoltre la Professoressa Michèle Lavagna per la preziosa collaborazione fornita.

Indice Generale

<i>Introduzione</i>	XXI
1 Principi di conversione fotovoltaica	1
1.1 Lo spettro solare	1
1.1.1 Lo spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre	2
1.1.2 Caratteristiche della radiazione solare al suolo	6
1.1.3 Modelli analitici di irraggiamento solare	10
1.1.3.1 Simple Half-Sine Model	10
1.1.3.2 Hottel's Clear-Day Model	12
1.2 L'effetto fotovoltaico	15
1.2.1 Introduzione	15
1.2.2 La conversione fotovoltaica	15
1.2.3 I materiali semiconduttori	16
1.2.4 Elementi droganti e drogaggio	20
1.2.4.1 Drogaggio di tipo n	21
1.2.4.2 Drogaggio di tipo p	22
1.2.5 Conduzione nei semiconduttori	22
1.2.6 Generazione e ricombinazione di elettroni e lacune	25
1.2.6.1 Assorbimento dei fotoni	26
1.2.6.2 Generazione di coppie elettrone-lacuna	27
1.2.6.3 Ricombinazione	27
1.2.7 Analisi della giunzione p-n	30
1.2.7.1 Modello matematico della giunzione	30
1.2.7.2 Correnti nella giunzione	32
2 Teoria e struttura delle celle solari	35
2.1 La cella fotovoltaica	35
2.2 Cella solare a singola giunzione	36
2.3 Celle solari a multi-giunzione	37
2.4 Circuito equivalente e parametri elettrici della cella solare	40
2.4.1 Modello a un diodo senza resistenze parassite	40
2.4.2 Modello a un diodo con resistenze parassite	47
2.4.3 Modello a tre diodi con resistenze parassite	52
2.4.4 Confronto fra i tre modelli di circuito equivalente	53
2.4.5 Modello per il calcolo della corrente fotogenerata	55

2.5	Fattori limitanti	60
2.5.1	Rateo di generazione di coppie elettrone-lacuna	60
2.5.2	Effetti della temperatura	62
2.5.2.1	Dipendenza dell'energy-gap dalla temperatura	62
2.5.2.2	Dipendenza della mobilità dalla temperatura	64
2.5.3	Effetti dell'ARC	66
2.5.4	Effetti della radiazione	69
2.5.5	Effetti della ricombinazione	70
2.5.6	Velocità di ricombinazione superficiale	71
2.5.7	Distribuzione non uniforme di illuminazione sulla cella	71
3	Analisi delle Normative Spaziali e Terrestri	73
3.1	Introduzione	73
3.2	Celle per applicazioni spaziali	73
3.2.1	Normativa spaziale ECSS-E-20-08	73
3.2.2	Bare Solar Cells	75
3.2.2.1	Acceptance Test	75
3.2.2.2	Qualification	76
3.2.3	Metodi di test, condizioni e misure	77
3.2.3.1	Visual Inspection (VI)	77
3.2.3.2	Dimensions and Weight (DW)	78
3.2.3.3	Electrical Performance (EP)	78
3.2.3.4	Temperature Coefficients (TC)	78
3.2.3.5	Spectral Response (SR)	78
3.2.3.6	Optical Properties (OP)	79
3.2.3.7	Humidity and Temperature (HT)	79
3.2.3.8	Coating Adherence (CA)	79
3.2.3.9	Contact Uniformity and Surface Finish (CU)	80
3.2.3.10	Pull Test (PT)	80
3.2.3.11	Electron Irradiation (EI)	80
3.2.3.12	Proton Irradiation (PI)	81
3.2.3.13	Photon Irradiation-Temperature Annealing (PH) ...	81
3.2.3.14	Diode Characteristics (DC)	81
3.2.3.15	Thermal Cycling (CY)	82
3.2.3.16	Active-passive interface evaluation test (IF)	82
3.2.3.17	Flatness Test (FT)	82
3.2.4	Criteri di fallimento	82
3.3	Celle per applicazioni terrestri	82
3.3.1	Normativa terrestre IEC-62108	82

3.3.2	Testing	84
3.3.3	Criteri di accettazione	84
3.3.4	Procedure di prova	85
3.3.4.1	Visual Inspection	85
3.3.4.2	Electrical performance measurement	86
3.3.4.3	Ground path continuity test	86
3.3.4.4	Electrical insulation test	86
3.3.4.5	Wet insulation test	86
3.3.4.6	Thermal cycling test	87
3.3.4.7	Damp heat test	88
3.3.4.8	Humidity freeze test	88
3.3.4.9	Hail impact test	88
3.3.4.10	Water spray test	89
3.3.4.11	Bypass/blocking diode thermal test	89
3.3.4.12	Robustness of terminations test	89
3.3.4.13	Mechanical load test	89
3.3.4.14	Off-axis beam damage test	90
3.3.4.15	Ultraviolet conditioning test	90
3.3.4.16	Outdoor exposure test	90
3.3.4.17	Hot-spot endurance test	90
3.3.5	Test di ageing per applicazioni terrestri a concentrazione	91
4	Descrizione dell'apparato sperimentale	101
4.1	Apparato sperimentale	101
4.1.1	Simulatore solare a singola sorgente	101
4.1.2	Simulatore solare a doppia sorgente	104
4.1.3	Acquisizione dati	105
4.1.4	Profilometro a contatto	106
4.1.5	Lente di Fresnel	107
5	Risultati della campagna sperimentale	115
5.1	Introduzione	115
5.2	Qualifica terrestre	115
5.2.1	Caratteristiche del campione	115
5.2.2	Sequenza di qualifica	118
5.2.3	Risultati sperimentali	119
5.2.3.1	Gruppo A (contact fitness)	119
5.2.3.1.1	Visual Inspection	119
5.2.3.1.2	Dimensions and Weight	122

5.2.3.1.3	Electrical Performance CPV	125
5.2.3.1.4	Contact Uniformity-Surface Finish ...	126
5.2.3.1.5	Humidity & Temperature 2	127
5.2.3.1.6	Thermal Cycling	128
5.2.3.1.7	Pull Test	130
5.2.3.2	Gruppo B (BOL performances)	130
5.2.3.2.1	Visual Inspection	130
5.2.3.2.2	Dimensions and Weight	133
5.2.3.2.3	Electrical Performance	133
5.2.3.2.4	Temperature Coefficients	136
5.2.3.2.5	Spectral Response	139
5.2.3.2.6	Cell Reverse	140
5.2.3.2.7	Dark curve-forward	143
5.2.3.3	Gruppo O (EOL performances)	146
5.2.3.3.1	Visual Inspection	146
5.2.3.3.2	Dimensions and Weight	147
5.2.3.3.3	Electrical Performance CPV	148
5.2.3.3.4	Humidity & Temperature 1	149
5.2.3.3.5	Thermal Cycling	150
5.2.3.3.6	Coating Adherence	151
5.2.4	Analisi dei risultati	151
6	Conclusioni e sviluppi futuri	153
6.1	Sviluppi futuri	153
6.1.1	Limite teorico di efficienza di Shockley-Queisser	153
6.1.1.1	Lattice-matching concentrator cells	157
6.2	Conclusioni	158
6.2.1	Aspetti normativi	158
	Appendice A	159
	Appendice B	160
	Appendice C	163
	Bibliografia	169

Elenco delle Figure

I.1	Andamento dell'efficienza delle celle solari per differenti tecnologie fotovoltaiche. Le efficienze più elevate sono state ottenute per celle solari a multi giunzione [X]	XXII
1.1	Spettro solare extraterrestre ricavato da <i>ASTM G173-03 Reference Spectra Derived from SMARTS v. 2.9</i> e radiazione di corpo nero a $T=5760 K$ secondo Planck	2
1.2	Andamento della radiazione di corpo nero secondo la legge di Planck al variare della temperatura assoluta. È rappresentato anche il luogo dei punti di massimo dati dalla legge di Wien	3
1.3	Radiazione solare fuori dall'atmosfera terrestre in funzione dei giorni dell'anno	3
1.4	Variazione stagionale della radiazione solare extraterrestre giornaliera incidente su una superficie orizzontale fuori dall'atmosfera terrestre nell'emisfero nord	5
1.5	Variazione stagionale della radiazione solare extraterrestre giornaliera incidente su una superficie orizzontale fuori dall'atmosfera terrestre nell'emisfero nord sempre puntata normalmente verso il Sole	5
1.6	Livello di assorbimento e diffusione causati da vari componenti dell'atmosfera [Watt, 1978]	6
1.7	Spettro solare al suolo terrestre con le caratteristiche righe di assorbimento causate da alcuni componenti dell'atmosfera terrestre	7
1.8	Andamento dell'indice di <i>air mass</i> AM in funzione dello <i>zenith angle</i>	8
1.9	Effetto dell'atmosfera terrestre sullo spettro solare per differenti AM per cielo terso a livello del mare [Thekaekara, 1976]	9
1.10	Spettro AM0 e AM1.5 con radiazione di corpo nero a $T=5800K$	9
1.11	Simple Half-Sine Model	10
1.12	Andamento reale misurato per: (a) giornata tersa, <i>global solar radiation</i> misurata nella giornata pari a $27.1 MJ/m^2$; (b) giornata nuvolosa, <i>global solar radiation</i> misurata nella giornata pari a $7.3 MJ/m^2$ [Thekaekara, 1976]	11
1.13	<i>Hottel's Clear-Day Model</i> con visibilità a 23 km: <i>solar irradiance</i> in funzione della quota <i>A</i> e dello <i>zenith angle</i> rispettivamente per componente diretta, diffusa e globale (sopra); andamento della <i>solar irradiance</i> al variare della quota <i>A</i> per ognuna delle componenti (sotto)	13

1.14	<i>Hottel's Clear-Day Model</i> con visibilità a 5 km: <i>solar irradiance</i> in funzione della quota A e dello <i>zenith angle</i> rispettivamente per componente diretta, diffusa e globale (sopra); andamento della <i>solar irradiance</i> al variare della quota A per ognuna delle componenti (sotto)	14
1.15	Eccitazione di un elettrone alla banda di conduzione in un metallo tramite assorbimento di un fotone di energia $h\omega$ e successiva perdita di energia di eccitazione tramite generazione di un fonone di energia ε_f [1]	17
1.16	Eccitazione di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione in un semiconduttore tramite assorbimento di un fotone di energia $h\omega$ [1]	18
1.17	(a) Energia ε_e degli elettroni per un semiconduttore diretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza della medesima quantità di moto $p_e=0$ [1]; (b) Energia ε_e degli elettroni per un semiconduttore indiretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza di diversi valori della quantità di moto p_e degli elettroni [1]	18
1.18	Generazione di una coppia elettrone-lacuna causata dall'assorbimento di un fotone [1]	19
1.19	Elettroni in banda di conduzione e lacune in banda di valenza devono muoversi in direzioni opposte per produrre una corrente elettrica j_Q [1]	20
1.20	Illustrazione schematica di un'impurità di tipo n (sinistra) e relativo modello a bande di energia (destra)	21
1.21	Illustrazione schematica di un'impurità di tipo p (sinistra) e relativo modello a bande di energia (destra)	22
1.22	Coefficiente di assorbimento α per il semiconduttore diretto GaAs e per il semiconduttore indiretto Si [1]	26
1.23	Ricombinazione tramite stati superficiali distribuiti continuamente sull'energia nell' <i>energy gap</i> del semiconduttore [1]	29
1.24	Modello di giunzione p-n	30
1.25	Modello di giunzione p-n: andamento della distribuzione di carica, del campo elettrico e del potenziale	31
1.26	Caratteristica I - V per una cella solare ideale in luce e al buio	33
2.1	Cella solare e modulo [4]	35
2.2	Struttura di una cella solare a singola giunzione GaAs/Ge-Space Solar Cell-CSJ (CESI)	36
2.3	(a) Struttura di una cella solare a tripla giunzione GaInP/GaAs/Ge-Space Solar Cell-CTJA (CESI); (b) Caratteristica corrente-tensione di un tipico diodo tunnel; (c) Schema del diodo tunnel in una struttura a multi-giunzione ...	38

2.4	Risposta di una cella solare a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge e relativa parte dello spettro solare AM1.5 coperto [IV]	39
2.5	Circuito elettrico equivalente di una cella solare ideale	40
2.6	Caratteristica corrente-tensione $I-V$ per una cella solare ideale in luce (2.4) e al buio (2.3)	41
2.7	Caratteristica corrente-tensione $I-V$ e potenza-tensione $P-V$ per una cella solare ideale	42
2.8	Andamento delle curve caratteristiche $I-V$ e $P-V$ in funzione della temperatura T e della <i>solar irradiance</i> I_s	43
2.9	Andamento della tensione di circuito aperto V_{oc} e della corrente di cortocircuito I_{sc} in funzione della temperatura T e della <i>solar irradiance</i> I_s	44
2.10	Andamento del fill factor FF e della efficienza η in funzione della temperatura T e della <i>solar irradiance</i> I_s	44
2.11	Grafico delle caratteristiche densità di corrente e tensione a circuito aperto aperto $J_{sc}-V_{oc}$ per i materiali riportati in Tabella 2.1.	45
2.12	Efficienza di conversione teorica in funzione dell' <i>energy gap</i> per vari materiali semiconduttori a differenti temperature [3]	46
2.13	Circuito elettrico equivalente di una cella solare con resistenze parassite R_{sh} in parallelo e R_s in serie	47
2.14	Caratteristica $I-V$ in funzione di: (a) resistenza di serie R_s ; (b) resistenza di <i>shunt</i> R_{sh} [2]	49
2.15	Caratteristica $I-V$ in funzione della resistenza di serie R_s sviluppata numericamente tramite metodo di Newton	50
2.16	Caratteristica $P-V$ in funzione della resistenza di serie R_s sviluppata numericamente tramite metodo di Newton	50
2.17	Caratteristica $I-V$ in funzione della resistenza di <i>shunt</i> R_{sh} sviluppata numericamente tramite metodo di Newton	51
2.18	Caratteristica $P-V$ in funzione della resistenza di <i>shunt</i> R_{sh} sviluppata numericamente tramite metodo di Newton	51
2.19	Circuito elettrico equivalente TDM a tre diodi di una cella solare con resistenze parassite R_{sh} in parallelo e R_s in serie	52
2.20	Modello generale di modulo fotovoltaico	53
2.21	Confronto fra modelli teorici e dati sperimentali per la caratteristica $I-V$	54
2.22	Confronto fra modelli teorici e dati sperimentali per la caratteristica $P-V$	54
2.23	Confronto fra modelli teorici in base all'errore percentuale commesso rispetto ai dati sperimentali	55
2.24	Andamento della densità $F(\lambda)$ di fotoni incidenti sulla superficie terrestre per spettro AM1.5G. In rosso è mostrato l'integrale della curva	56

2.25	Andamento di $Sr_{ext}(\lambda)$ e dei suoi contributi per una cella a singola giunzione p-n in GaAs. Si riporta inoltre anche l'andamento della risposta spettrale ideale	58
2.26	Densità di corrente cumulativa fotogenerata calcolata secondo (2.18) per una cella p-n a singola giunzione in GaAs	58
2.27	Andamento del coefficiente di assorbimento per il GaAs in funzione di λ	59
2.28	Andamento di $R(\lambda)$ per un <i>coating</i> in ossido di tantalio su GaAs	59
2.29	Andamento del rateo di generazione G delle coppie elettrone-lacuna per GaAs in funzione della lunghezza d'onda λ e della distanza x a partire dalla superficie della cella	61
2.30	Analisi di sensitività svolta per G rispettivamente in funzione di x e λ	61
2.31	Andamento dell' <i>energy gap</i> in funzione della temperatura per vari materiali semiconduttori riportati in Tabella 2.2 e Tabella 2.3.	63
2.32	Andamento della riduzione di <i>energy gap</i> in funzione della temperatura e della concentrazione di drogante per GaAs	63
2.33	Mobilità delle lacune per GaAs in funzione della temperatura al variare della concentrazione N di drogante	65
2.34	Mobilità degli elettroni per GaAs in funzione della concentrazione N di drogante	66
2.35	Andamento di $R(\lambda)$ ricavato numericamente in funzione di λ e θ_I per un <i>coating</i> in ossido di tantalio di spessore 100 nm su GaAs come semiconduttore	68
2.36	Andamento di $R(\lambda)$ in funzione di λ per differenti valori di θ_I e in funzione di θ_I a differenti valori di λ	68
2.37	Coefficiente di danno relativo in funzione dell'energia di un protone [8]	70
2.38	Risposta spettrale di una cella al GaAs per differenti valori di S [cm/s] [2]	71
2.39	Distribuzione gaussiana della <i>spectral irradiance</i> su una cella 1 cm x 1 cm	72
2.40	Confronto fra le caratteristiche I-V per illuminazione uniforme e Gaussiana	72
3.1	Schema gerarchico relativo ai requisiti di qualifica contenuto nella normativa ECSS-E-20-08 (PVA indica i <i>Photovoltaic Assemblies</i> , SCA i <i>Solar Cell Assemblies</i>)	74
3.2	Concentratore solare dotato di lenti di Fresnel tratto dalla normativa IEC-62108	83
3.3	Profilo di temperatura e corrente. Test termico tratto dalla normativa IEC-62108	87
3.4	Profilo di temperatura nel test <i>humidity-freeze</i> tratto dalla normativa IEC-62108	88
3.5	Curva esponenziale di crescita del mercato fotovoltaico dal 1990 al 2008 [V] .	91

3.6	Test di <i>ageing</i> condotto su due gruppi A e B di celle in GaAs [VI]	94
3.7	Evoluzione della caratteristica elettrica I_d-V_d di buio per una cella che non ha mostrato meccanismi di fallimento [VI]	95
3.8	Evoluzione della caratteristica elettrica I_d-V_d di buio per una cella che ha mostrato meccanismi di fallimento [VI]	95
3.9	Stima di affidabilità estrapolata su 25 anni [VI]	97
3.10	Stima del rateo di fallimento estrapolato su 25 anni [VI]	97
3.11	Evoluzione della potenza relativa media delle celle a 130 °C [VIII]	98
3.12	Variazione della tensione a circuito aperto in funzione del tempo [IX]	100
4.1	Simulatore solare <i>WACOM</i> a singola sorgente: spettro solare AM0 reale e ricostruito; dettaglio della base termostata e dei puntali per la misura elettrica	102
4.2	Simulatore solare <i>WACOM</i> a doppia sorgente. Tali sorgenti sono realizzate tramite una lampada allo xenon e una lampada alogena	105
4.3	Differenti soluzioni costruttive di una lente di Fresnel: (a) lineare, (b) lineare, (c) radiale, (d) radiale per applicazioni di micro-ottica	108
4.4	<i>Cross sectional angle</i> e <i>perpendicular angle</i> per una lente di Fresnel lineare [XII]	109
4.5	Lente di Fresnel con raggi a falsi colori indicanti le lunghezze d'onda nell'intervallo di risposta 0.36 μm - 1.80 μm per una cella fotovoltaica InGaP/GaAs/Ge [XIII]	109
4.6	Soluzione analitica per la progettazione di una semplice lente di Fresnel [XII]	111
4.7	Analisi di sensitività condotta sull'angolo α al variare di R, f e n	111
4.8	(Sopra) Andamento delle tracce dei raggi luminosi per un concentratore dotato di specchi inclinati di 60° con specchi perfetti (sinistra) e specchi con errore di forma (destra). (Sotto) Tracce per una lente di Fresnel a rifrazione simmetrica per lente perfetta (sinistra) e lente con errore di forma (destra) [XIII]	112
4.9	<i>SLA Prototype Wing</i> e dettaglio del sistema [XIII]	113
5.1	Prospetto frontale di una cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38%	116
5.2	Celle a concentrazione solare e varie tipologie di moduli concentratori (CESI)	117
5.3	Occorrenza dei difetti visivi messi in evidenza dalla prova per il sottogruppo A	122
5.4	Istogrammi della densità di frequenza per i valori di massa e spessore delle celle per i sottogruppi A, B e O	123

5.5	Confronto fra le funzioni di densità di probabilità Gaussiana e <i>Kernel</i> e funzioni di distribuzione cumulativa Gaussiana e <i>Kernel</i> ricavate per massa e spessore delle celle	123
5.6	Rugosità superficiale R_z sul contatto posteriore per il sottogruppo A	127
5.7	Andamento della temperatura in funzione del tempo per un ciclo termico relativo alla prova di <i>Thermal Cycling</i> per il sottogruppo A	130
5.8	Occorrenza dei difetti messi in evidenza dalla prova di <i>Visual Inspection</i> per il sottogruppo B	131
5.9	<i>Cluster Analysis</i> condotta per il sottogruppo B sui parametri J_{sc} , V_{oc} ed η ad 1 sole e a 72 soli	136
5.10	Interpolazione lineare dei dati sperimentali a varie temperature per la stima dei coefficienti termici delle grandezze I_{sc} , V_{oc} , P_m , I_m , V_m , FF e η per il sottogruppo B	137
5.11	<i>Cluster Analysis</i> condotta per il sottogruppo B sui parametri J_{sc} , V_{oc} ed η a 72 soli alla temperatura $T=[25\ 40\ 50\ 60\ 70]$ °C	137
5.12	Calcolo dell'efficienza quantica per le sottocelle <i>top</i> e <i>middle</i> di ogni singola cella in funzione della lunghezza d'onda λ	139
5.13	Andamento della degradazione in funzione dei parametri elettrici ad inizio vita per due crescite differenti	140
5.14	<i>Setup</i> sperimentale: celle in camera climatica	144
5.15	Andamento dell'efficienza in funzione del tempo come percentuale rispetto al relativo valore ad inizio vita (si indica in rosso il 70% del valore iniziale)	144
5.16	Andamento della caratteristica elettrica I - V ad inizio vita ([μ A]-[V])	145
5.17	Andamento della caratteristica elettrica I - V a fine vita ([μ A]-[V])	145
5.18	Occorrenza dei difetti messi in evidenza dalla prova di <i>Visual Inspection</i> per il sottogruppo O	147
6.1	Andamento delle efficienze record nel corso degli anni per celle a tripla giunzione del gruppo III-V con e senza concentrazione solare. L'immagine mostra inoltre le differenti fasi di sviluppo e commercializzazione dei sistemi dal settore spaziale a quello terrestre [XIV]	153
6.2	Limiti teorici di efficienza secondo l'approccio Shockley-Queisser per sistemi a concentrazione e non [Marti and Araujo]	155
6.3	Calcolo di efficienza seguendo l'approccio di Shockley-Queisser per una cella a tripla giunzione con cella <i>bottom</i> al Ge e illuminata con uno spettro 500xAM1.5D. La linea nera indica le energie di <i>bandgap</i> per il <i>lattice-matching</i> fra GaInP e GaInAs [XV]	157

A.1	Legenda di ispezione visiva per una cella solare, necessaria alla verifica dei requisiti relativi al test di <i>Visual Inspection</i> (VI)	159
B.1	Monocromatore per la misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico secondo normativa CEI EN 60904-8	160
B.2	Corona di filtri per la misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico secondo normativa CEI EN 60904-8	161
B.3	Disposizione sperimentale di prova per la misura della risposta a impulsi secondo la normativa CEI EN 60904-8	162
C.1	Schema di concentratore solare parabolico a punto focale tratto dalla normativa IEC-62108	163
C.2	Schema di concentratore solare con percorso focale lineare tratto dalla normativa IEC-62108	164
C.3	Schema di concentratore solare con percorso focale lineare dotato di lenti di Fresnel tratto dalla normativa IEC-62108	165
C.4	Schema di concentratore solare heliostato tratto dalla normativa IEC-62108	166
C.5	Schema di qualifica per moduli CPV tratto dalla normativa IEC-62108	167

Elenco delle Tabelle

2.1	Comportamento di alcuni tipi di celle fotovoltaiche [Green et al., 2001]	45
2.2	Parametri sperimentali per il calcolo dell' <i>energy gap</i> secondo la relazione (2.25)	62
2.3	Parametri sperimentali per il calcolo dell' <i>energy gap</i> secondo la relazione (2.26)	62
3.1	<i>Acceptance Test Matrix</i> per i test di accettazione	76
3.2	<i>Qualification Test Plan</i> per i test di qualifica	76
3.3	Allocazione dei campioni per una tipica sequenza di test tratta dalla normativa IEC-62108 (vedi Appendice C)	84
3.4	<i>Thermal Cycle test</i> tratto dalla normativa IEC-62108	87
3.5	Evoluzione nel tempo di alcune tipologie di prova per la qualifica di moduli fotovoltaici sviluppate dal <i>JPL</i> e confronto con i test di qualifica attuali come la IEC-61215 [V]	92

3.6	Questioni chiave irrisolte o oggetto di studio per l'incremento dell'affidabilità di sistemi CPV [V]	93
3.7	Degradazione di potenza a diversi valori di temperatura e concentrazione [VIII]	98
4.1	Caratteristiche spettrali del simulatore solare <i>WACOM</i> a singola sorgente	102
4.2	Variazione di potenza media incidente rispetto allo spettro solare reale AM0 ...	103
4.3	Caratteristiche tecniche del simulatore solare <i>WACOM</i> a singola sorgente	103
4.4	Caratteristiche spettrali del simulatore solare <i>WACOM</i> a doppia sorgente	104
4.5	Caratteristiche tecniche del simulatore solare <i>WACOM</i> a doppia sorgente	105
4.6	Caratteristiche tecniche del modulo di acquisizione dati <i>AEDI/FIAR</i>	106
5.1	Dimensioni e relative tolleranze di una cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38% qualificata	116
5.2	Caratteristiche principali della cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38% per applicazioni terrestri a concentrazione	116
5.3a	<i>Qualification Test Plan</i> per celle solari terrestri a concentrazione: suddivisione in sottogruppi dei campioni e relativa finalità dimostrativa	118
5.3b	<i>Qualification Test Plan</i> per celle solari terrestri a concentrazione: finalità dimostrativa di ogni sottogruppo	119
5.4	<i>Qualification Test Plan</i> per celle solari terrestri a concentrazione: sequenza dei test di qualifica	119
5.5	Tipologie di difetti visivi. Vengono evidenziati in rosso i difetti riscontrati sulle celle del sottogruppo A di qualifica	120
5.6	Risultati della prova di <i>Visual Inspection</i> per il sottogruppo A	121
5.7	Occorrenza dei difetti cella per cella (rosso) per il sottogruppo A. La cella è identificata tramite il suo ID (viola) mentre la tipologia del difetto è identificata tramite il relativo numero (giallo)	121
5.8	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo A	122
5.9	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo A in termini di media e deviazione standard	124
5.10	Specifiche dimensionali per il campione qualificato	124
5.11	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> per il sottogruppo A	125
5.12	Specifiche sulla rugosità e sullo spessore del contatto frontale	126
5.13	Risultati della prova di <i>Contact Uniformity & Surface Finish</i> per il sottogruppo A	126
5.14	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> a 72 soli per il sottogruppo A a seguito della prova di umidità <i>HT2</i>	128

5.15	Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di <i>HT2</i>	128
5.16	Parametri di riferimento per il test di <i>Thermal Cycling</i>	129
5.17	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> a 72 soli per il sottogruppo A a seguito della prova di <i>Thermal Cycling</i>	129
5.18	Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di <i>Thermal Cycling</i>	129
5.19	Risultati della prova di <i>Visual Inspection</i> per il sottogruppo B	131
5.20	Occorrenza dei difetti cella per cella (rosso) per il sottogruppo B. La cella è identificata tramite il suo ID (viola) mentre la tipologia del difetto è identificata tramite il relativo numero (giallo)	132
5.21	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo B	133
5.22	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo B in termini di media e deviazione standard	133
5.23	Risultati della prova di <i>Electrical Performance</i> per il sottogruppo B	134
5.24	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> a 72 soli per il sottogruppo B	135
5.25	Coefficienti termici per i parametri I_{sc} , V_{oc} , P_m , I_m , V_m , FF e η per tutte le celle del sottogruppo B	138
5.26	Media e deviazione standard dei coefficienti termici valutati in Tabella 5.25 per il sottogruppo B ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli	139
5.27	Degradazione media valutata a seguito della prova di <i>Cell Reverse</i>	140
5.28	Risultati della prova di <i>Electrical Performance</i> ad 1 sole per il sottogruppo B (si evidenziano le celle con un degrado di efficienza superiore al 3%)	141
5.29	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> per il sottogruppo B (si evidenziano le celle con un degrado di efficienza superiore al 3%)	142
5.30	Risultati della prova di <i>Visual Inspection</i> per il sottogruppo O	146
5.31	Occorrenza dei difetti cella per cella (rosso) per il sottogruppo O. La cella è identificata tramite il suo ID (viola) mentre la tipologia del difetto è identificata tramite il relativo numero (giallo)	146
5.32	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo O	147
5.33	Risultati della prova di <i>Dimensions and Weight</i> per il sottogruppo O in termini di media e deviazione standard	148
5.34	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> per il sottogruppo O	148
5.35	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> a 72 soli per il sottogruppo O a seguito della prova di umidità <i>HT1</i>	149
5.36	Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di <i>HT1</i>	150

5.37	Risultati della prova di <i>Electrical Performance CPV</i> a 72 soli per il sottogruppo O a seguito della prova di <i>Thermal Cycling</i>	150
5.38	Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di <i>Thermal Cycling</i>	151
5.39	Requisiti da rispettare per ogni singola prova (<i>Requirements</i>) e risultati ottenuti sperimentalmente (<i>Experimental Data</i>)	152
6.1	Andamento del limite teorico di efficienza e del valore del <i>bangap</i> di ogni singola sottocella al variare del numero di giunzioni per una cella sottoposta ad un rateo di concentrazione pari a 1000 soli [XVII]	156
6.2	Efficienza teorica per varie tecnologie fotovoltaiche ed efficienza effettiva rilevata sperimentalmente	156

Sommario

La crescente richiesta di energia e, parallelamente, la necessità di diversificare le sorgenti energetiche in modo da diminuire la dipendenza dalle fonti fossili, hanno indotto molti investitori, nel corso degli ultimi anni, ad incrementare l'installazione su vasta scala di impianti fotovoltaici a concentrazione (*H-CPV, High Concentration Photo-Voltaic*). Attualmente le celle solari a tripla giunzione realizzate con materiali semiconduttori di tipo III-V rappresentano la tecnologia fotovoltaica più promettente, grazie alla loro capacità di operare ad elevati fattori di concentrazione raggiungendo valori di efficienza di conversione superiori al 40% e suscettibili, nell'immediato futuro, di attestarsi al 50%. Tali celle solari sono nate specificatamente in campo spaziale e hanno avuto da subito importanti ricadute in campo terrestre. Ne deriva, quindi, la necessità di intraprendere nuove strade di ricerca allo scopo di fornire una più approfondita conoscenza dei meccanismi di danneggiamento sia dei moduli fotovoltaici che delle celle in questi alloggiati, con l'obiettivo di definire nuove sequenze di test e norme per la qualifica dei componenti. In tale ottica si inserisce la seguente tesi, incentrata sulla definizione di una sequenza di qualifica per la singola cella a concentrazione per applicazioni terrestri, sequenza che non è ancora disponibile in modo standardizzato a livello internazionale e che è stata redatta sfruttando proprio la vasta esperienza maturata nel settore spaziale sulla tecnologia fotovoltaica e sui relativi test di qualifica.

Parole chiave: impianti fotovoltaici a concentrazione, cella solare, sequenza di qualifica.

Abstract

In the last few years the increasing demand of energy and, at the same time, the need of diversifying the energy sources with the aim of reducing the dependence on fossil fuels, have induced many investors to increase the installation on a large scale of High Concentration Photo-Voltaic plants (H-CPV). Today, the III-V compound semiconductor triple junction solar cells represent the most promising technology, thanks to their capability to work at high concentration factors reaching proven conversion efficiencies higher than 40%, candidate to reach in the near future values close to 50%. These cells, specifically developed by space research, have immediately had an important fallout on terrestrial applications. Therefore it's very important to experience new ways to investigate in detail the failure modes concerning both concentration photovoltaic modules and the solar cells mounted on their receivers in order to optimise the qualification process on these components. From this perspective, this graduation thesis tries to develop a qualification sequence relating to the bare solar cell for terrestrial concentration. From an international point of view this sequence, lacking today in a standard way, was drawn up just using the impressive experience matured in the space field.

Keywords: concentration photovoltaic plants, solar cells, qualification sequence.

Introduzione

«If anything can go wrong, it will»

Murphy's Law

Si racconta che nel 1949 la *U.S. Air Force* iniziò alla *Edwards Air Force Base* una serie di esperimenti con razzo su rotaia per testare la tolleranza del corpo umano all'accelerazione (*USAF project MX981*). Un esperimento prevedeva un set di sedici accelerometri montati su diverse parti del corpo del soggetto che doveva sottoporsi alle prove. Erano possibili due modi in cui ciascun sensore poteva essere incollato al suo supporto e, metodicamente, qualcuno li montava tutti e sedici nella maniera sbagliata. Fu allora che il Capitano Edward A. Murphy Jr., uno degli ingegneri aerospaziali presenti, pronunciò la sua storica frase: *«se ci sono due o più modi di fare una cosa, e uno di questi modi può condurre a una catastrofe, allora qualcuno lo farà»*, che fu riportata dal soggetto del test, il maggiore John Paul Stapp, a una conferenza stampa pochi giorni più tardi. In pochi mesi *"La Legge di Murphy"* si diffuse a varie culture tecniche collegate all'ingegneria aerospaziale sotto molte varianti, fra le quali la più nota: *«se qualcosa può andare storto, allora lo farà»*. Si è deciso di partire da questo aneddoto ironico per introdurre l'attività sperimentale oggetto di questa tesi, attività che ha inevitabilmente proposto le medesime problematiche e difficoltà comuni ad ogni indagine sperimentale: gli esperimenti non seguono mai puntualmente il corso delle nostre convinzioni più fondate e i tentativi di spiegazione che sembrano i più ovvi all'inizio si rivelano molto spesso i meno probabili. Tutto ciò a riprova della complessità dei fenomeni e della cautela necessaria nel fornire facili interpretazioni, senza al tempo stesso alcuna pretesa di voler ridurre la responsabilità dei singoli soggetti indulgendo al fatalismo, considerato che gli errori non stanno nella natura umana ma nei nostri principi e nel nostro sapere. L'attività di ricerca qui di seguito descritta si è svolta nell'ambito del tirocinio universitario afferente al Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Spaziale ed è stata condotta presso il CESI di Milano. Tale attività si è concentrata sul problema, tuttora aperto a livello internazionale, di definire una sequenza standard di norme e di test necessari per l'accettazione e la qualifica di celle solari per applicazioni terrestri a concentrazione, partendo dall'analisi dettagliata e dallo studio di quanto è già esistente e consolidato da anni nel settore spaziale.

La conversione diretta della luce in potenza elettrica, infatti, rappresenta probabilmente il più attraente tipo di conversione di energia e negli ultimi anni la tecnologia fotovoltaica ha dimostrato di possedere le potenzialità per diventare il

mezzo economicamente più vantaggioso per la conversione dell'energia solare su scala globale. In Figura I.1 è possibile vedere l'andamento dell'efficienza di conversione dell'energia solare in funzione del tempo per differenti tecnologie fotovoltaiche terrestri. Negli ultimi anni tale andamento è costantemente cresciuto con un rateo dell'ordine dello 0.5% - 1% annuo, raggiungendo il valore massimo di efficienza pari a 41.6% riportato recentemente da *Boeing-Spectrolab* in regime di concentrazione di 364x su celle a tripla giunzione con struttura GaInP/GaInAs/Ge. Tale valore è sicuramente molto promettente e si spera di arrivare nei prossimi anni a valori di efficienza prossimi alla soglia del 50% o addirittura oltre tramite lo sviluppo di celle a cinque giunzioni [XI].

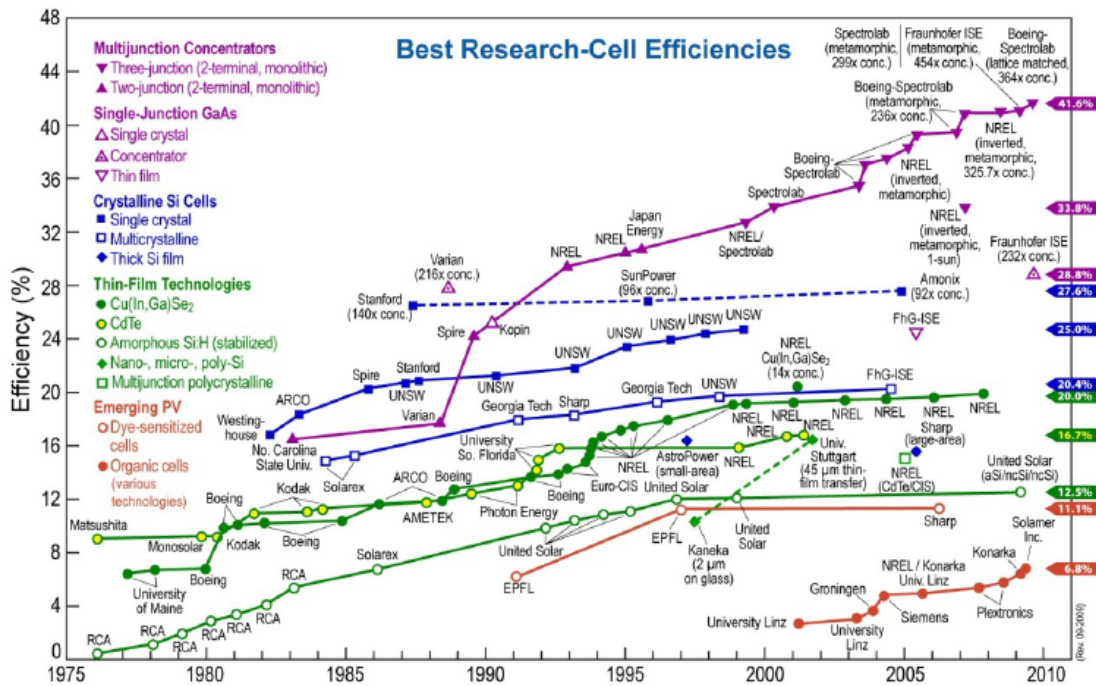


Figura I.1. Andamento dell'efficienza delle celle solari per differenti tecnologie fotovoltaiche. Le efficienze più elevate sono state ottenute per celle solari a multi giunzione [X].

Il sostenimento della crescita esponenziale del mercato fotovoltaico terrestre a livello mondiale, registrata in particolare negli ultimi venti anni, necessita dunque di un progresso attento e continuo della tecnologia fotovoltaica ma soprattutto del raggiungimento di tre elementi imprescindibili: basso costo, alta affidabilità ed elevate performance dei sistemi impiantati. Elemento precipuo nel raggiungimento di energia solare a costo contenuto, ottenuta riducendo l'aggravio economico

dovuto alla manutenzione ed estendendo i tempi di vita operativa dei sistemi, è in particolare rappresentato dall'elevata affidabilità delle celle solari installate ed è proprio in questo campo che la tecnologia fotovoltaica spaziale risulta essere molto apprezzata grazie alla sua intrinseca affidabilità. Attualmente proprio le celle solari a tripla giunzione, sviluppate in campo spaziale e realizzate con materiali semiconduttori di tipo III-V, rappresentano la tecnologia fotovoltaica più promettente per il decollo del mercato fotovoltaico terrestre, laddove installate in moduli concentratori in grado di raggiungere elevati ratei di concentrazione. Il beneficio economico connesso alla ricaduta di tale tecnologia dallo Spazio alla Terra è evidente se si pensa alla possibilità di diffusi investimenti terrestri, alla riduzione dei costi connessa all'economie di scala e al raggiungimento di una vita operativa della cella a concentrazione ben maggiore di quella offerta dalla tradizionale tecnologia fotovoltaica al silicio. Ma poiché la durata di una missione spaziale è generalmente limitata ad una decina di anni si pone il problema di studiare il comportamento elettrico di tali celle su tempi molto più lunghi (30-40 anni) e, conseguentemente, di adeguare il quadro normativo atto a definire il processo di qualifica utile all'approvazione e all'omologazione del componente. Tale sforzo normativo non è assolutamente da trascurare se si considera che, tuttora, manca ancora a livello internazionale una normativa standard applicabile alle singole celle solari, destinate ad essere alloggiate all'interno di concentratori solari. Oggetto di questa tesi è proprio quello di definire un'opportuna sequenza di test sviluppata appositamente per tali celle, partendo dall'analisi di quanto esistente dal punto di vista normativo sia a livello spaziale che terrestre. Per concludere, al fine di introdurre il lettore ai temi qui di seguito esposti, si presenta brevemente e per sommi capi il contenuto di ogni singolo capitolo. Il primo capitolo fornisce una breve descrizione dei principi di conversione fotovoltaica con particolare riferimento allo spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre, alle caratteristiche della radiazione solare al suolo e all'effetto fotovoltaico. Vengono presentati e analizzati, tramite varie analisi di sensitività, differenti modelli analitici di irraggiamento invalsi in letteratura; la definizione del tipo di spettro è infatti un elemento imprescindibile nella progettazione di una cella solare ottimizzata. Nel secondo capitolo si descrive invece la teoria e la struttura delle celle solari esponendo nel dettaglio i parametri elettrici della cella e presentando i più comuni modelli matematici che ne approssimano il funzionamento e i fattori limitanti; anche in questo caso i circuiti equivalenti che permettono di valutare il comportamento elettrico della cella sono stati validati al calcolatore tramite simulazioni numeriche, in modo da disporre di un agevole strumento teorico per poter correlare i successivi dati sperimentali. Nel terzo capitolo viene presentata un'analisi dettagliata delle normative vigenti in campo internazionale che disciplinano la sequenza dei test di accettazione e qualifica condotti sulle celle per applicazioni spaziali e sui moduli terrestri a concentrazione; in particolare vengono da ultimo presentati dei test di *ageing* da

applicare alle celle solari per poterne valutare l'affidabilità sul lungo periodo. Il quarto capitolo espone invece un tentativo di definizione di una analoga sequenza, ma sviluppata questa volta per le singole celle alloggiare nei moduli terrestri a concentrazione. Nel quinto capitolo vengono presentati i dati raccolti e trattati nel corso di prove sperimentali condotte al CESI su celle destinate ad applicazioni terrestri a concentrazione in sistemi *HCPV*. Seguono, nel sesto capitolo, i limiti di efficienza teorica delle celle, le conclusioni sul lavoro e gli sviluppi futuri possibili.

Capitolo 1

Principi di conversione fotovoltaica

1.1 Lo spettro solare

Il Sole emette energia in un ampio intervallo di lunghezze d'onda, che si estende dalla sezione ultravioletta, visibile e fino a quella infrarossa dello spettro elettromagnetico. Tale energia viene irradiata nello spazio uniformemente in tutte le direzioni e la sua intensità decresce con l'inverso del quadrato della distanza dal Sole. Il rateo con cui la potenza emessa dal Sole raggiunge un'unità di area sulla Terra è definito irraggiamento solare (*solar irradiance* o *insolation*), le cui unità di misura sono W/m^2 . Considerando la superficie di una sfera immaginaria centrata nel Sole, di raggio R pari alla distanza media Terra-Sole, la potenza media per un'unità di area della radiazione solare che cade su tale superficie prende il nome di costante solare e assume un valore pari a 1370 W/m^2 . L'irraggiamento solare, tuttavia, fluttua fra un minimo di 1324 W/m^2 e un massimo di 1417 W/m^2 a causa della variazione stagionale della distanza Terra-Sole. Inoltre il suo andamento in funzione della lunghezza d'onda, valutato all'esterno dell'atmosfera terrestre, presenta delle oscillazioni e irregolarità a causa dei processi che hanno luogo nell'interno e sulla superficie del Sole. Dopo il passaggio in atmosfera, inoltre, nasceranno ulteriori dipendenze dell'irraggiamento solare e conseguenti variazioni. Tale variabilità globale deve essere dunque indagata per poter ottimizzare il funzionamento di tutti i sistemi collettori di energia fotovoltaica e per poter definire degli standard normativi utili alla definizione di metodologie di qualifica delle celle solari. Altra grandezza di interesse scientifico e ingegneristico è la *solar radiation* (o *irradiation*), definita come la quantità di energia solare raccolta da un collettore in un determinato periodo di tempo, avente unità di misura J/m^2 o Wh/m^2 , e calcolata come integrazione nel tempo della *solar irradiance*. Nel seguito saranno dunque discusse le caratteristiche della radiazione solare dapprima fuori dall'atmosfera terrestre e in seguito sulla superficie terrestre; saranno poi presentate alcune analisi di sensitività con lo scopo di mostrare la dipendenza e la variabilità dell'irraggiamento solare in funzione di alcuni parametri di interesse e da ultimo verranno affrontati alcuni modelli analitici sviluppati per stimare il valore della *solar irradiance* in uno specifico sito. In seguito verranno presentati i principi basilari della conversione fotovoltaica alla base del funzionamento delle celle solari.

1.1.1 Lo spettro solare fuori dall'atmosfera terrestre

Lo spettro della radiazione solare prima del suo passaggio in atmosfera terrestre è mostrato in Figura 1.1 disegnato insieme all'andamento dello spettro di un corpo nero ad una temperatura di 5760 K e ricavato dalla legge di Planck (vedi Figura 1.2 al variare della temperatura assoluta). Il valore della costante solare è assunto essere pari a $I_0 = 1370 \text{ W/m}^2$.

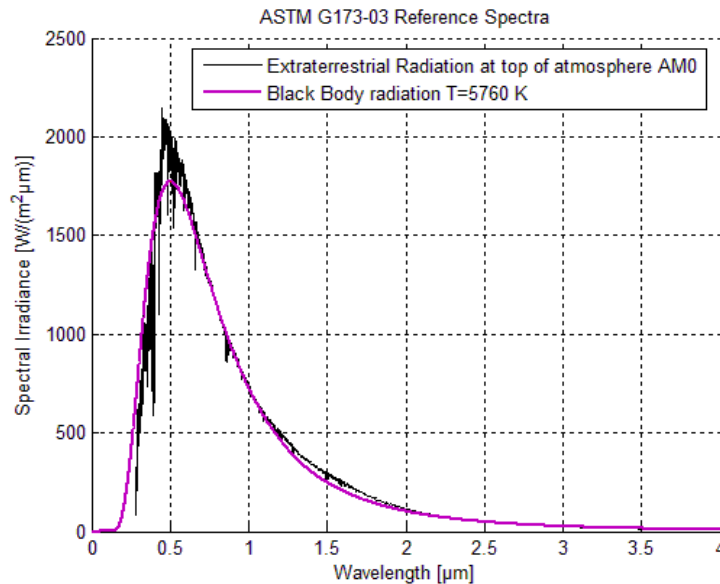


Figura 1.1. Spettro solare extraterrestre ricavato da ASTM G173-03 Reference Spectra Derived from SMARTS v. 2.9 e radiazione di corpo nero a $T=5760 \text{ K}$ secondo Planck.

Circa il 45% dell'energia solare raggiunge la Terra nell'intervallo di lunghezze d'onda dello spettro visibile fra $0.3 \mu\text{m}$ e $0.7 \mu\text{m}$ dove raggiunge il suo valore massimo in corrispondenza di $\lambda=0.5\mu\text{m}$, solo l'1% nell'intervallo di lunghezze d'onda più piccole (radiazione ultravioletta e X) e il restante 54% nello spettro infrarosso. A causa dell'ellitticità dell'orbita terrestre l'intensità della radiazione solare ricevuta fuori dall'atmosfera terrestre varia con il quadrato della distanza Terra-Sole di circa $\pm 3.4\%$ con il massimo valore al perielio dell'orbita terrestre e il valore minimo all'afelio. Tale variazione è approssimata dalla relazione (1.1) in funzione del numero di giorni N a partire dal 1 Gennaio e mostrata in Figura 1.3.

$$I = I_0 \left[1 + 0.034 \cos\left(\frac{360 \cdot N}{365.25}\right) \right] \quad \left[\text{W} / \text{m}^2 \right] \quad (1.1)$$

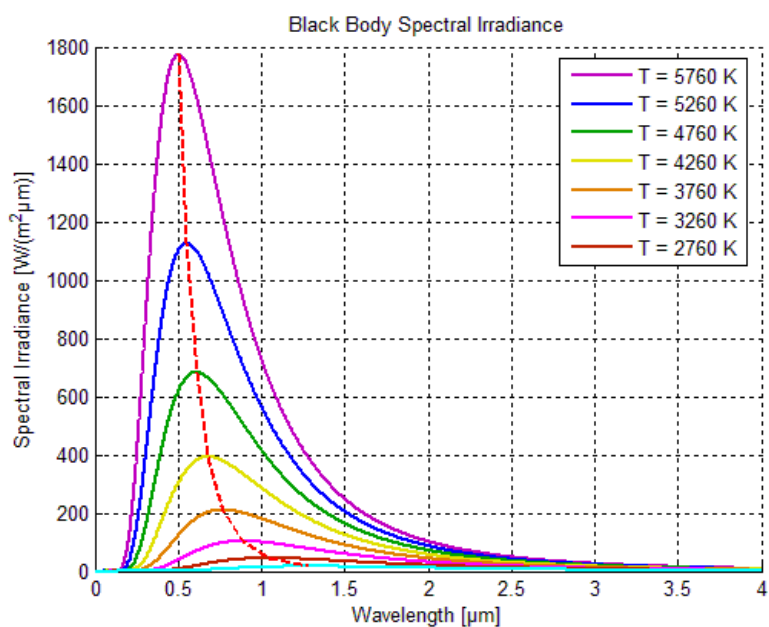


Figura 1.2. Andamento della radiazione di corpo nero secondo la legge di Planck al variare della temperatura assoluta. È rappresentato anche il luogo dei punti di massimo dati dalla legge di Wien.

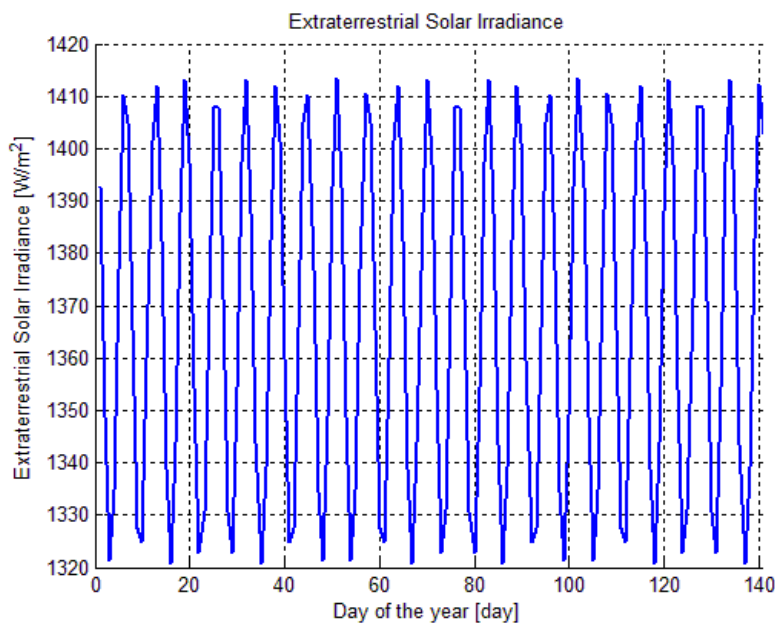


Figura 1.3. Radiazione solare fuori dall'atmosfera terrestre in funzione dei giorni dell'anno.

La radiazione solare extraterrestre che cade su una superficie parallela al suolo è data da (1.2):

$$I_h = I \cdot \cos \theta_z \quad [W / m^2] \quad (1.2)$$

Dove θ_z rappresenta l'angolo zenitale. La riduzione della radiazione causata dal coseno dell'angolo fra la direzione della radiazione solare e la normale alla superficie considerata prende il nome di effetto coseno, estremamente importante per l'orientamento dei collettori solari.

L'ammontare totale di energia depositata su una superficie in un dato periodo di tempo è data dall'integrale della *solar irradiance* su tale periodo temporale. Il risultato è chiamato *solar radiation H* e calcolata in genere giornalmente secondo (1.3) o mettendo in evidenza la latitudine ϕ , la declinazione δ e l'angolo orario al tramonto ω_s secondo (1.4):

$$H_h = \int_{\text{sunrise}}^{\text{sunset}} I_h dt \quad [J / m^2] \quad (1.3)$$

$$H_h = \frac{86400 \cdot I}{\pi} \cdot (\omega_s \sin \phi \sin \delta + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad [J / m^2] \quad (1.4)$$

La radiazione solare giornaliera calcolata per una superficie orizzontale in un anno a tre diverse latitudini è mostrata in Figura 1.4, in cui è possibile apprezzare come l'ammontare più elevato di energia incidente in un giorno si abbia in corrispondenza della latitudine nord più elevata durante l'estate (quando il sole non tramonta mai). All'equatore, invece, il valore più elevato si ha in corrispondenza degli equinozi e non in estate come ci si sarebbe aspettato; il massimo estivo si ha solo per latitudini superiori a 23.5° . La somma in un anno della radiazione solare giornaliera su una superficie orizzontale è però più elevata all'equatore, mentre a latitudini maggiori come quelle polari si ha una diminuzione sensibile causata dall'effetto coseno. Per una superficie costantemente puntata verso il Sole (sempre fuori dall'atmosfera terrestre) la radiazione solare extraterrestre giornaliera su una superficie varia come mostrato in Figura 1.5. Se la latitudine aumenta verso il nord, vi sarà più energia disponibile in estate che in inverno. Il risultato interessante è che la radiazione solare totale annuale su una superficie mantenuta puntata normalmente verso il Sole è però sostanzialmente la stessa indipendentemente dalla latitudine poiché ovunque sulla Terra vi saranno 4380 ore di luce in un anno.

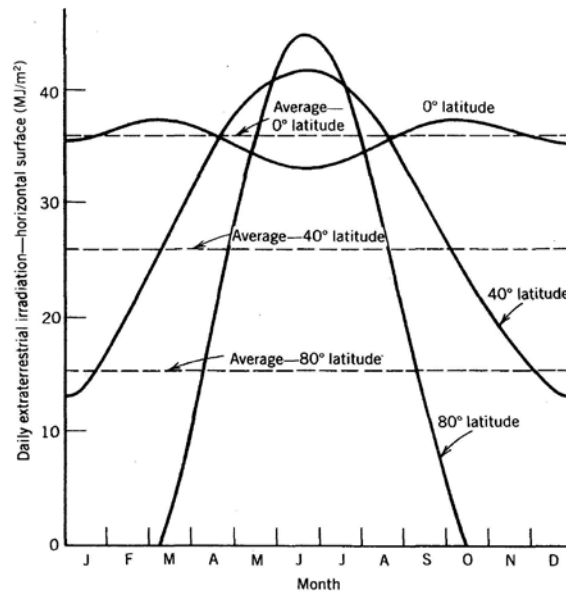


Figura 1.4. Variazione stagionale della radiazione solare extraterrestre giornaliera incidente su una superficie orizzontale fuori dall'atmosfera terrestre nell'emisfero nord.

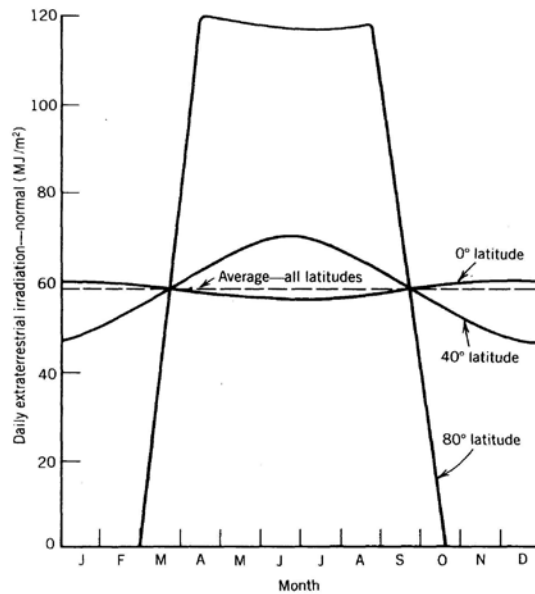


Figura 1.5. Variazione stagionale della radiazione solare extraterrestre giornaliera incidente su una superficie orizzontale fuori dall'atmosfera terrestre nell'emisfero nord sempre puntata normalmente verso il Sole.

1.1.2 Caratteristiche della radiazione solare al suolo

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera terrestre essa viene parzialmente assorbita, riflessa, diffusa e trasmessa direttamente. Sulla superficie terrestre lo spettro solare viene di conseguenza sia attenuato che mutato in forma. L'atmosfera causa una riduzione sull'ingresso di radiazione solare di circa il 30% in un giorno molto terso e quasi del 90% in uno molto nuvoloso.

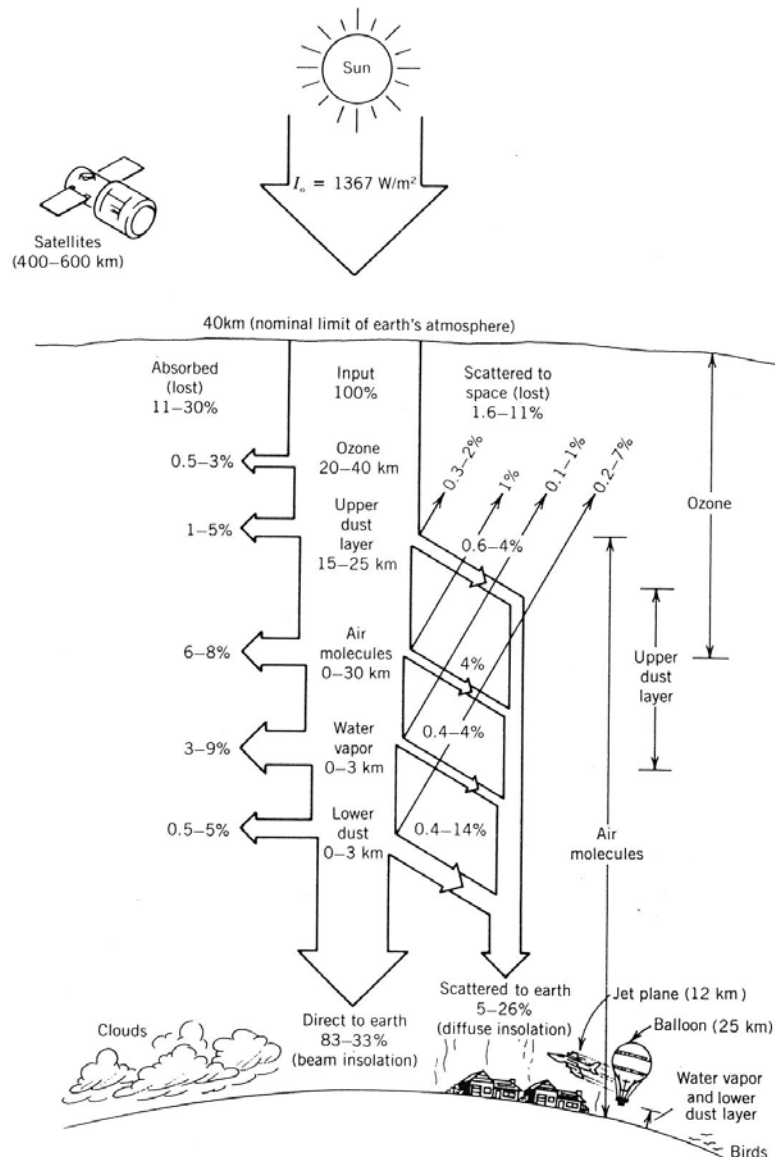


Figura 1.6. Livello di assorbimento e diffusione causati da vari componenti dell'atmosfera [Watt, 1978].

La luce a lunghezza d'onda minore di $0.3 \mu\text{m}$ viene filtrata dall'ossigeno atomico e molecolare, dall'ozono e dall'azoto. Acqua e anidride carbonica assorbono principalmente nell'infrarosso e sono responsabili delle righe di assorbimento nello spettro a $0.9 \mu\text{m}$, $1.1 \mu\text{m}$, $1.4 \mu\text{m}$ e $1.9 \mu\text{m}$ (H_2O) e a $1.8 \mu\text{m}$ e $2.6 \mu\text{m}$ (CO_2). Le righe di assorbimento sono visibili in Figura 1.7.

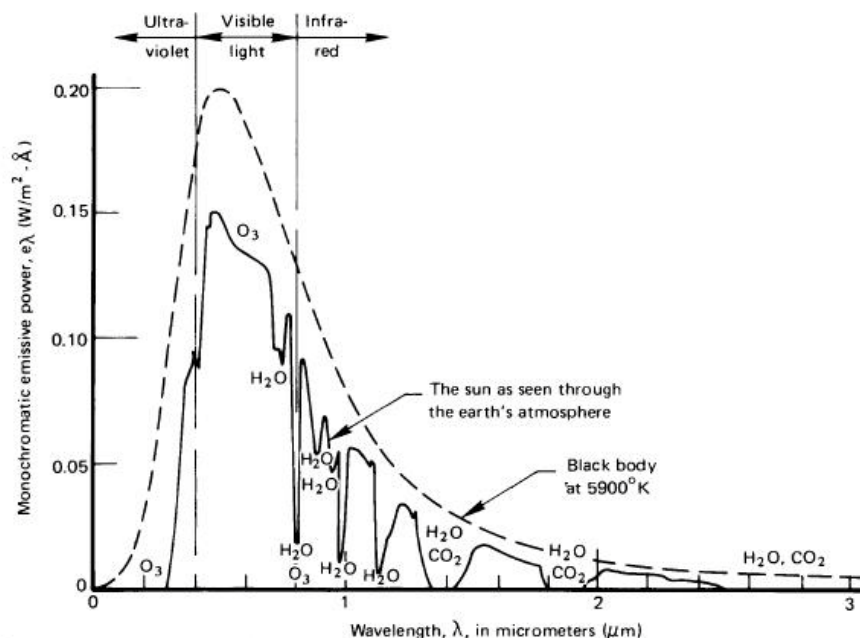


Figura 1.7. Spettro solare al suolo terrestre con le caratteristiche righe di assorbimento causate da alcuni componenti dell'atmosfera terrestre [7].

L'assorbimento non varia solo in funzione del tempo ma aumenta naturalmente anche all'aumentare del percorso in atmosfera e di conseguenza in funzione della massa di aria attraverso la quale la radiazione passa.

Quest'ultimo fattore è misurato in termini di *air mass* e viene definito come il rapporto fra la distanza che la radiazione attraversa nell'atmosfera terrestre e la distanza che attraverserebbe se il Sole fosse sulla normale alla superficie incidente. Lo spettro all'esterno dell'atmosfera terrestre viene designato con la sigla AM0 mentre una radiazione che passa direttamente sulla normale alla superficie definisce un'*air mass* AM1.0 al livello del mare. Un tipico spettro per climi moderati è AM1.5 che corrisponde ad un angolo di incidenza della radiazione solare di 48° relativamente alla normale alla superficie, mentre per valori di 60° si ottiene uno

spettro AM2 come mostrato in Figura 1.8. La relazione che lega l'indice AM allo *zenith angle* è la (1.5) [Kasten e Young, 1989]:

$$air_mass = \frac{1}{\cos \theta_z + 0.50572(96.07995 - \theta_z)^{-1.6364}} \quad (1.5)$$

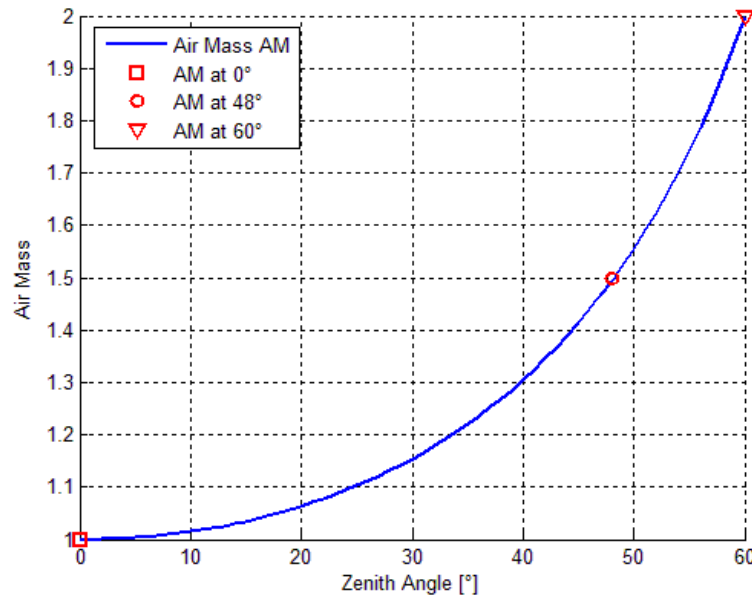


Figura 1.8. Andamento dell'indice di *air mass* AM in funzione dello *zenith angle*.

La relazione sopra scritta è valida al livello del mare. Per quote diverse l'AM viene ridotto del rapporto fra la pressione atmosferica locale e la pressione atmosferica standard a livello del mare. Ad AM1 la densità di potenza solare alla superficie terrestre in un giorno terso vale circa 1000 W/m² mentre ad AM1.5 circa 850 W/m². L'effetto dell'atmosfera sullo spettro solare è mostrato in Figura 1.9 (Thekaekara, 1976) per differenti *air masses* per cielo terso a livello del mare mentre la Figura 1.10 mostra gli spettri ricavati da ASTM¹ G173-03 Reference Spectra Derived from SMARTS v.2.9 e utilizzati nelle simulazioni numeriche successive.

¹ASTM G173-03 Reference Spectra Derived from SMARTS v. 2.9.2, ETR = Extraterrestrial Radiation (solar spectrum at top of atmosphere) at mean Earth-Sun distance. Direct = Direct Normal Irradiance Nearly parallel (0.5 deg divergent cone) radiation on surface with surface normal tracking (pointing to) the sun, excluding scattered sky and reflected ground radiation. Circumsolar = Spectral irradiance within +/- 2.5 degree (5 degree diameter) field of view centered on the 0.5 deg diameter solar disk, but excluding the radiation from the disk. "Global Tilt" = spectral radiation from solar disk plus sky diffuse and diffuse reflected from ground on south facing surface tilted 37 deg from horizontal.

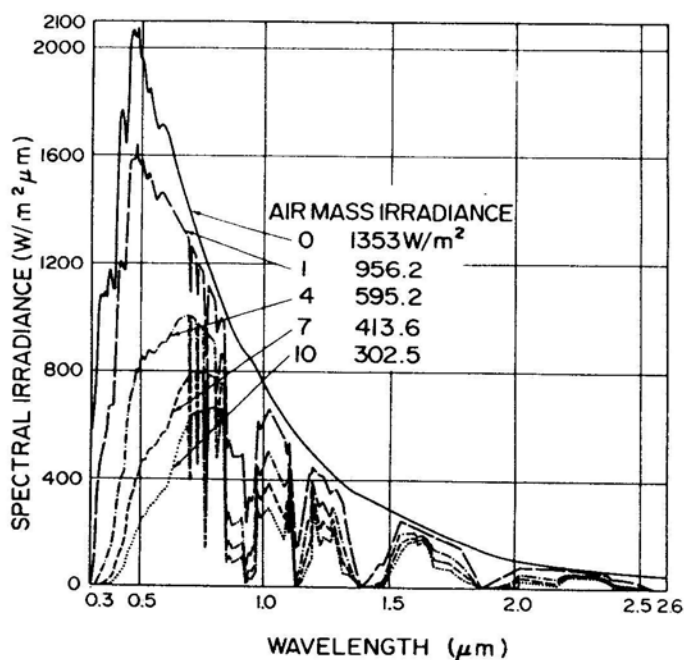


Figura 1.9. Effetto dell'atmosfera terrestre sullo spettro solare per differenti AM per cielo terso a livello del mare [Thekaekara, 1976].

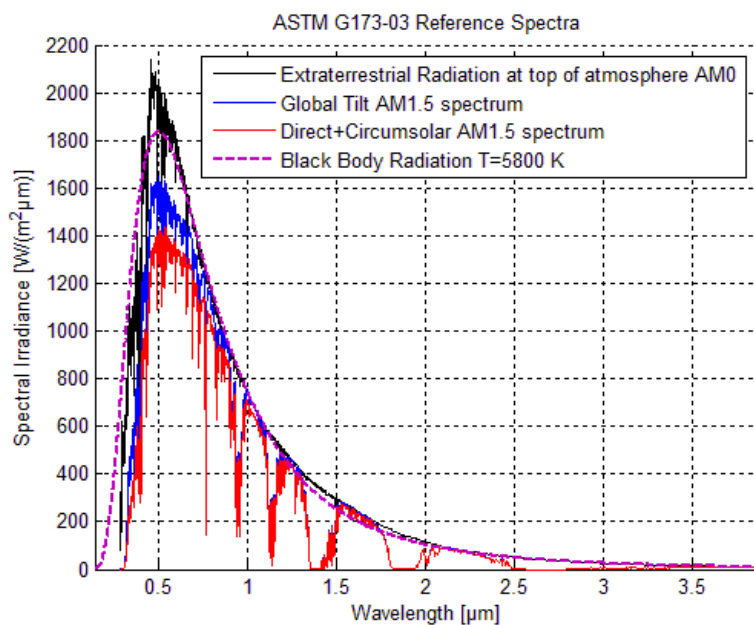


Figura 1.10. Spettro AM0 e AM1.5 con radiazione di corpo nero a $T=5800K$.

1.1.3 Modelli analitici di irraggiamento solare

Esistono vari modelli analitici di irraggiamento solare che consentono di prevedere la *solar irradiance* in funzione di svariati parametri [Iqbal, 1983]. Vengono presentati due modelli: il *Simple Half-Sine Model* e l'*Hottel's Clear Day Model* sui quali sono state svolte una serie di analisi di sensitività

1.1.3.1 Simple Half-Sine Model

Il *Simple Half-Sine Model* è un modello analitico semplice che simula l'irraggiamento solare in un giorno terso in funzione del tempo. I soli ingressi richiesti dall'equazione (1.6) sono l'ora di alba, l'ora di tramonto e il livello di picco dell'irraggiamento solare a mezzogiorno. In Figura 1.11 si mostra l'andamento per diversi valori di quest'ultimo mentre in Figura 1.12 l'andamento reale misurato per giornata tersa e per giornata nuvolosa.

$$I = I_{noon} \cdot \sin \left[\frac{180 \cdot (t - t_{sunrise})}{(t_{sunset} - t_{sunrise})} \right] \quad [W / m^2] \quad (1.6)$$

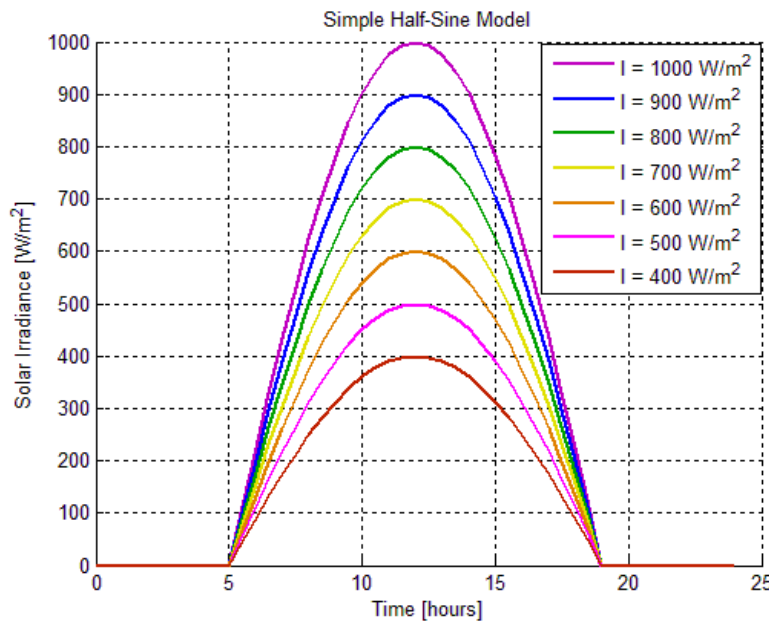
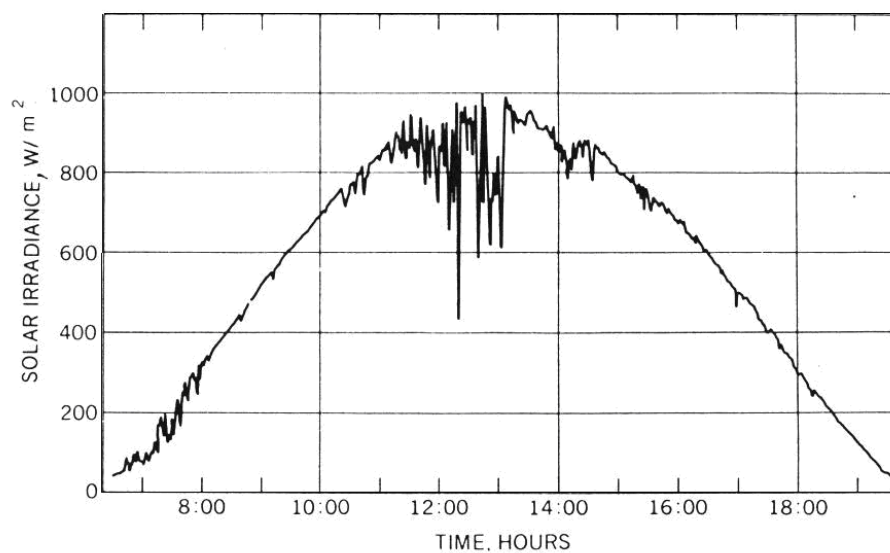
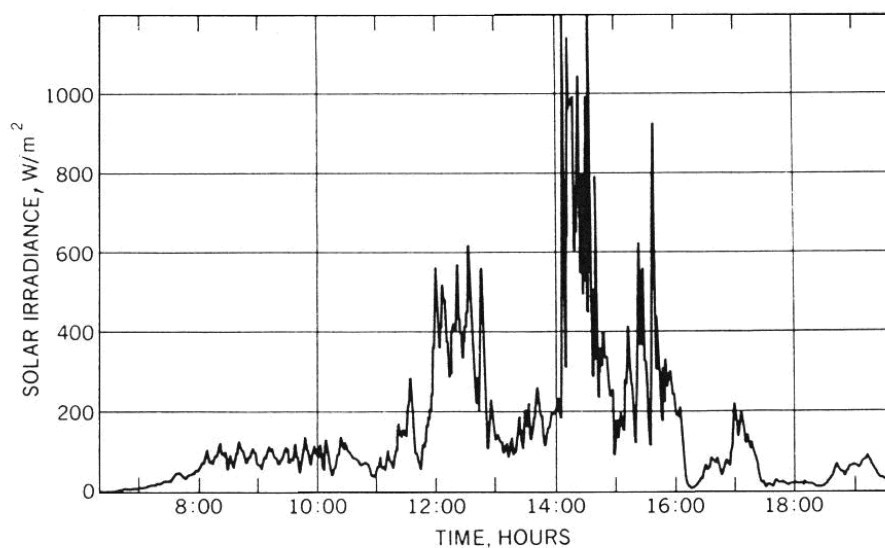


Figura 1.11. Simple Half-Sine Model.



(a)



(b)

Figura 1.12. Andamento reale misurato per: (a) giornata tersa, *global solar radiation* misurata nella giornata pari a 27.1 MJ/m^2 ; (b) giornata nuvolosa, *global solar radiation* misurata nella giornata pari a 7.3 MJ/m^2 [Thekaekara, 1976].

1.1.3.2 Hottel's Clear-Day Model

Tale modello mostra l'andamento della *solar irradiance* in funzione dello *zenith angle* e della quota A del sito considerato valutata a partire dal livello del mare. Anche in questo caso sono state svolte delle analisi di sensitività sull'equazione (1.7) al variare della quota A misurata in km.

$$I_{b,n} = I \cdot \left(a_0 + a_1 e^{-k \frac{1}{\cos \theta_z}} \right) \quad [W / m^2] \quad (1.7)$$

Il termine fra parentesi può essere considerato come un coefficiente di trasmissione atmosferico per la radiazione diretta. I parametri a_0 , a_1 e k sono dati in funzione di atmosfera tersa con visibilità a 23 km (1.8) o atmosfera con visibilità a 5 km (1.9).

$$\begin{aligned} a_0 &= 0.4237 - 0.00821 \cdot (6 - A)^2 \\ a_1 &= 0.5055 + 0.00595 \cdot (6.5 - A)^2 \\ k &= 0.2711 + 0.01858 \cdot (2.5 - A)^2 \end{aligned} \quad (1.8)$$

$$\begin{aligned} a_0 &= 0.2538 - 0.0063 \cdot (6 - A)^2 \\ a_1 &= 0.7678 + 0.0010 \cdot (6.5 - A)^2 \\ k &= 0.249 + 0.081 \cdot (2.5 - A)^2 \end{aligned} \quad (1.9)$$

Per la componente diffusa si considera invece l'equazione (1.10) mentre la *solar irradiance* globale sarà data da (1.11)

$$I_{d,h} = I \cdot \cos \theta_z \cdot \left[0.2710 - 0.2939 \left(a_0 + a_1 e^{-k \sec \theta_z} \right) \right] \quad [W / m^2] \quad (1.10)$$

$$I_{t,h} = I_{b,n} \cdot \cos \theta_z + I_{d,h} \quad [W / m^2] \quad (1.11)$$

In Figura 1.13 e Figura 1.14 si riportano i risultati simulati numericamente rispettivamente per visibilità a 23 km e 5 km mettendo in evidenza il valore della *solar irradiance* per la componente diretta, diffusa e globale e relativi andamenti.

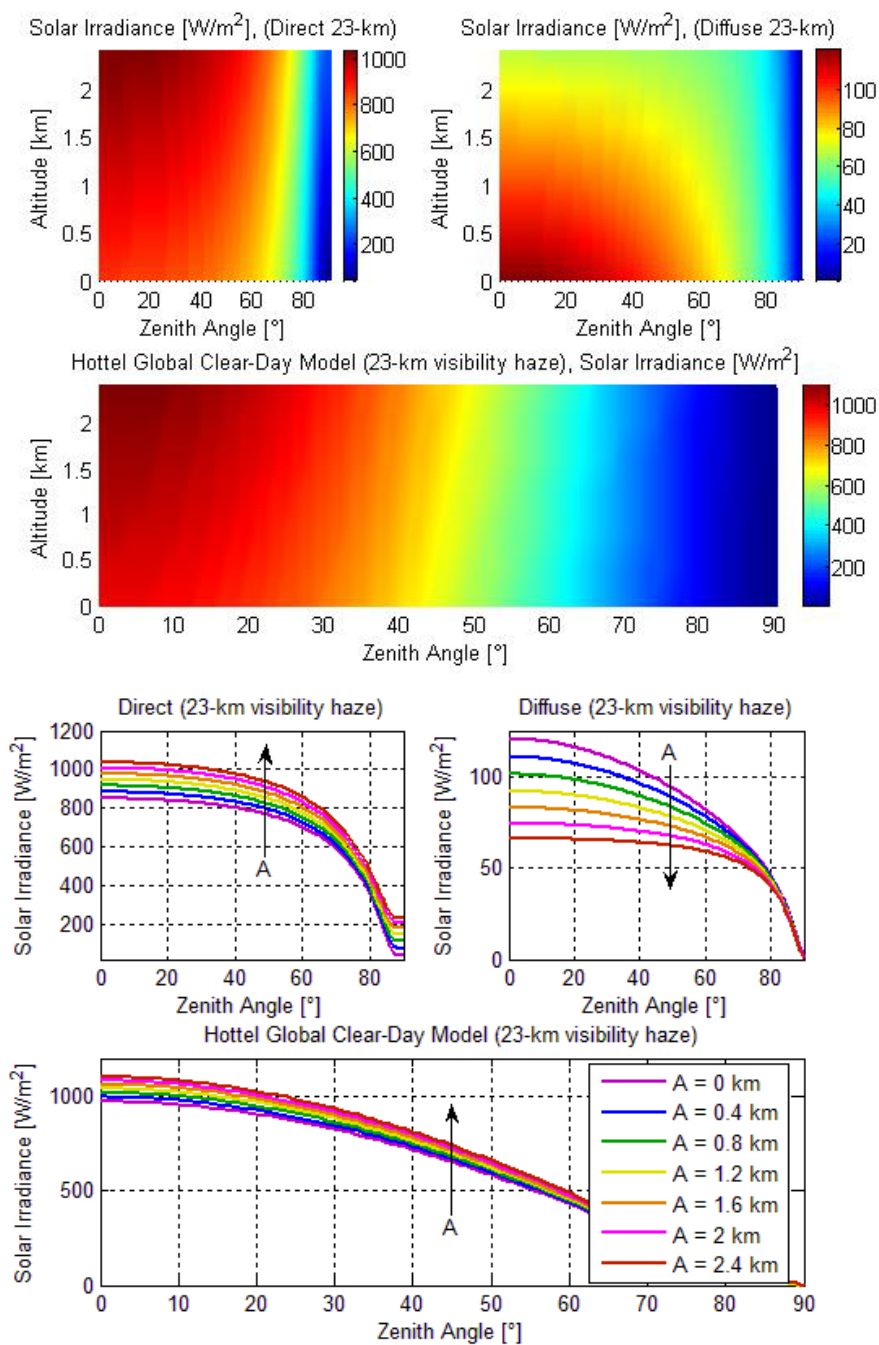


Figura 1.13. Hottel's Clear-Day Model con visibilità a 23 km: solar irradiance in funzione della quota A e dello zenith angle rispettivamente per componente diretta, diffusa e globale (sopra); andamento della solar irradiance al variare della quota A per ognuna delle componenti (sotto).

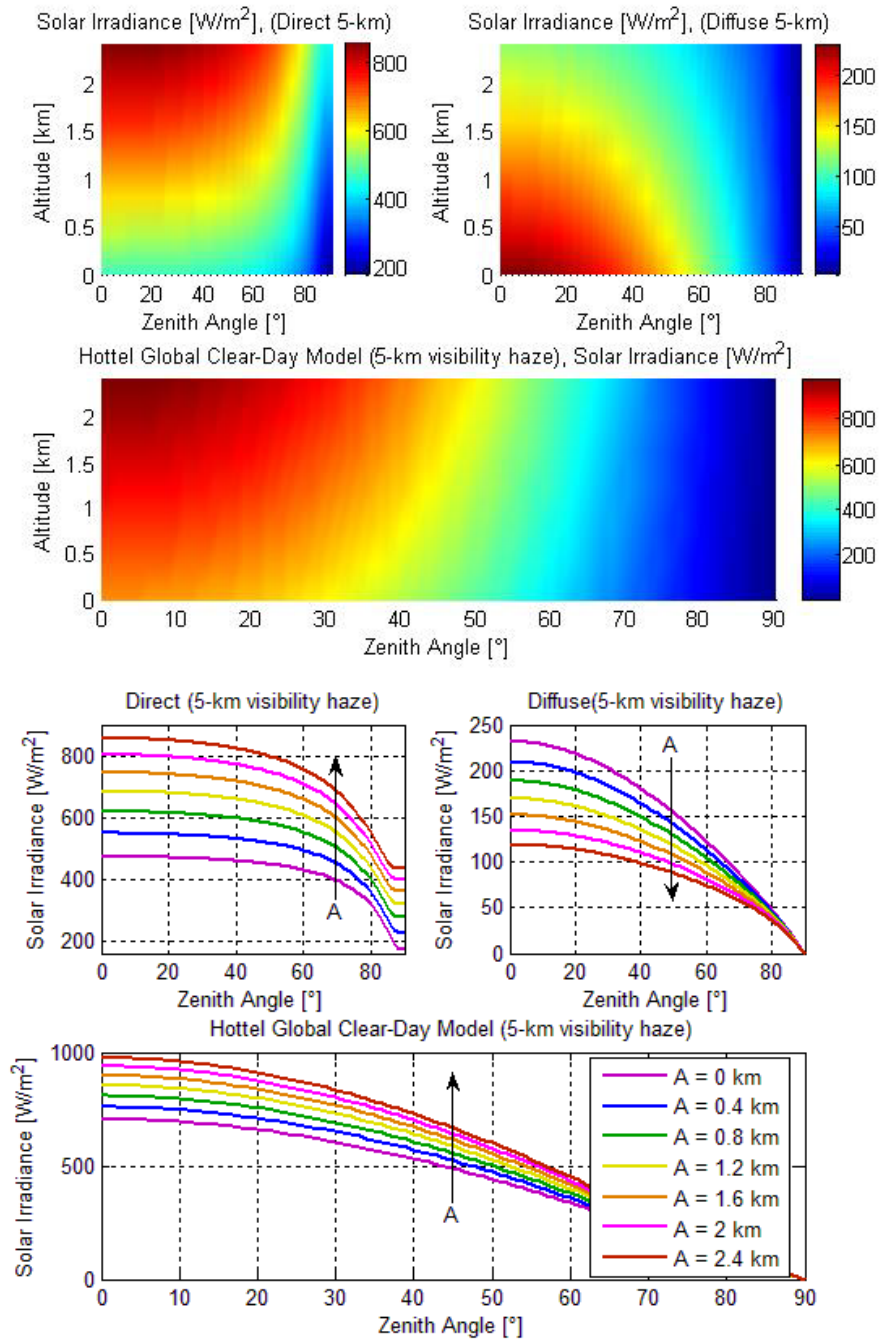


Figura 1.14. Hottel's Clear-Day Model con visibilità a 5 km: solar irradiance in funzione della quota A e dello zenith angle rispettivamente per componente diretta, diffusa e globale (sopra); andamento della solar irradiance al variare della quota A per ognuna delle componenti (sotto).

1.2 L'effetto fotovoltaico

1.2.1 Introduzione

Il principio di funzionamento alla base delle celle solari è l'effetto fotovoltaico che consiste in un processo in cui viene generata energia elettrica a partire da energia luminosa. Infatti, secondo la fisica quantistica, la luce è costituita da pacchetti di energia chiamati fotoni, la cui energia dipende solo dalla frequenza, o colore, della luce. L'energia dei fotoni è sufficiente per eccitare gli elettroni di materiali semiconduttori al di sopra di livelli energetici in corrispondenza dei quali gli elettroni stessi sono maggiormente liberi di muoversi. Normalmente, quando la luce è assorbita dalla materia, i fotoni sono sì in grado di eccitare gli elettroni a livelli energetici più elevati all'interno del materiale, ma gli elettroni tornano velocemente al loro stato iniziale. In un dispositivo fotovoltaico, invece, gli elettroni eccitati dai fotoni vengono prelevati grazie ad una differenza di potenziale e vanno ad alimentare un circuito esterno per compiere lavoro elettrico. L'efficienza del dispositivo fotovoltaico dipende dalla scelta del materiale assorbitore di luce e dal modo con cui questo è collegato al circuito esterno.

L'effetto fotovoltaico fu per la prima volta riportato da Edmund Becquerel nel 1839, il quale osservò che l'azione della luce su un elettrodo di platino rivestito d'argento e immerso in un elettrolita produceva corrente elettrica. Fu tuttavia nel 1954 che venne realizzata la prima cella solare in silicio da Chapin, Fuller e Pearson con un'efficienza di conversione di circa il 6%, sei volte superiore al migliore tentativo fino a quel momento realizzato.

Le celle solari sono realizzate da strati di materiale semiconduttore. I principali materiali semiconduttori di interesse per questo tipo di applicazioni sono i solidi cristallini costituiti da elementi della colonna IV della tavola periodica (Si, Ge) o composti binari costituiti da elementi della III e della V colonna (per esempio l'arseniuro di gallio GaAs).

1.2.2 La conversione fotovoltaica

L'energia radiante assorbita da un dispositivo può in generale o aumentare l'energia degli atomi e degli elettroni nel materiale assorbitore (l'energia interna), o aumentare l'energia potenziale degli elettroni. Quale di questi due eventi avviene, dipende dal materiale del dispositivo e come quest'ultimo è collegato con il mondo esterno. Un convertitore fotovoltaico è progettato in modo da convertire l'energia solare incidente principalmente in energia potenziale elettrochimica. L'assorbimento di un fotone nella materia provoca il passaggio di un elettrone ad

uno stato ad energia maggiore (uno stato eccitato). Per estrarre energia, lo stato eccitato deve essere separato dallo stato non eccitato (*ground state*) da un intervallo di energia detto *energy gap* di larghezza pari al prodotto $k_b T$, con k_b costante di Boltzmann. Dunque il materiale assorbitore dovrebbe contenere due o più livelli di energia, o bande, separate da un intervallo maggiore di $k_b T$ (un materiale semiconduttore è un buon esempio di tale sistema). La separazione delle bande energetiche (*band gap*) serve a mantenere gli elettroni eccitati ad un energia maggiore per un periodo sufficientemente lungo se comparato al periodo di rilassamento termico così che questi possano essere raccolti. Gli elettroni in ognuna di queste differenti bande rilassano formando un equilibrio termico locale, detto semi-equilibrio termico, con un differente potenziale chimico, detto semi-livello di Fermi. In un sistema a due bande, l'aumento dell'energia potenziale elettrochimica è data dall'energia libera di Gibbs $N\Delta\mu$ con N numero di elettroni promossi allo stato eccitato e $\Delta\mu$ differenza di potenziale chimico fra la popolazione di elettroni eccitati e quella a livello non eccitato. In equilibrio $\Delta\mu$ è pari a zero.

L'estrazione di energia potenziale elettrochimica è maggiormente efficace qualora lo stato non eccitato sia inizialmente pieno e quello eccitato inizialmente vuoto. A differenza di un convertitore solare termico, un convertitore fotovoltaico estrae l'energia solare solo da quei fotoni che possiedono un'energia sufficiente per superare il *band gap*. Poiché questi aumentano maggiormente l'energia potenziale elettrochimica, l'aumento di energia interna del sistema sarà molto contenuto. Per completare il processo di conversione fotovoltaica, gli elettroni eccitati devono essere estratti e raccolti. Ciò richiede un meccanismo di separazione di cariche: qualche asimmetria interna è dunque necessaria per guidare gli elettroni eccitati lontano dal loro punto di generazione. Tale meccanismo può essere fornito da contatti selettivi in modo che le cariche che raggiungono il potenziale chimico μ (stato eccitato) vengano raccolte da un contatto e le cariche allo stato non eccitato dall'altro contatto. Una volta separate, le cariche dovrebbero essere messe nella condizione di raggiungere senza perdite un circuito esterno per compiere lavoro elettrico.

1.2.3 I materiali semiconduttori

Come visto precedentemente, l'assorbimento dei fotoni ha luogo attraverso l'eccitazione degli elettroni a stati energetici maggiori. Affinché fotoni con energia arbitraria siano assorbiti, un intervallo continuo, non interrotto, di energia di eccitazione dovrebbe essere disponibile per gli elettroni. Questo è il caso dei metalli. A causa dell'intervallo continuo di energia, in un metallo un elettrone eccitato dall'assorbimento di un fotone perderebbe però la sua energia di

eccitazione in piccole porzioni generando fononi in tempi dell'ordine di 10^{-12} secondi. La Figura 1.15 mostra schematicamente l'assorbimento di un fotone in un metallo con l'eccitazione di un elettrone e la conseguente perdita di energia tramite generazione di fononi.

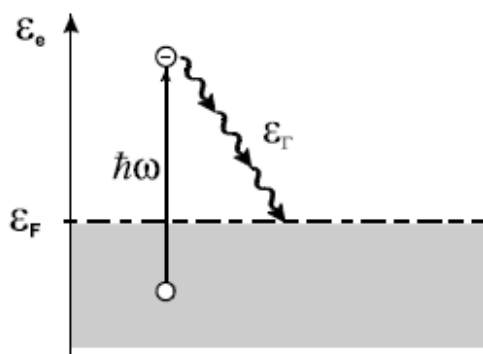


Figura 1.15. Eccitazione di un elettrone alla banda di conduzione in un metallo tramite assorbimento di un fotone di energia $h\omega$ e successiva perdita di energia di eccitazione tramite generazione di un fonone di energia ε_T [1].

In un semiconduttore il meccanismo è differente. I semiconduttori sono materiali in cui l'intervallo di energie di eccitazione è interrotto da un *energy gap* di estensione pari a ε_G . L'intervallo di energia sotto il *gap* prende il nome di banda di valenza ed è quasi completamente occupato da elettroni. Affinché un elettrone venga eccitato, tramite assorbimento di un fotone, dalla banda di valenza a quella di conduzione, tale fotone deve avere almeno un'energia $h\omega$ pari a ε_G . Fotoni con energia minore non saranno in grado di eccitare gli elettroni e non verranno di conseguenza assorbiti ma semplicemente trasmessi o riflessi dal semiconduttore.

Come mostrato in Figura 1.16 in un semiconduttore gli elettroni eccitati in banda di conduzione iniziano a perdere la loro energia tanto velocemente quanto nei metalli tramite la generazione di fononi. Tuttavia quando gli elettroni raggiungono l'estremo inferiore ε_C della banda di conduzione, la perdita di energia in piccole porzioni tramite la generazione di fononi non è più possibile poiché non sono più presenti stati elettronici ad energia minore. Per ritornare alla banda di valenza l'elettrone dovrebbe perdere interamente la sua energia di eccitazione ε_G in un unico step. Come risultato, gli elettroni possono "vivere" in banda di conduzione fino a 10^{-3} secondi, tempo relativamente lungo che consente al processo di conversione dell'energia degli elettroni in energia elettrica di aver luogo.

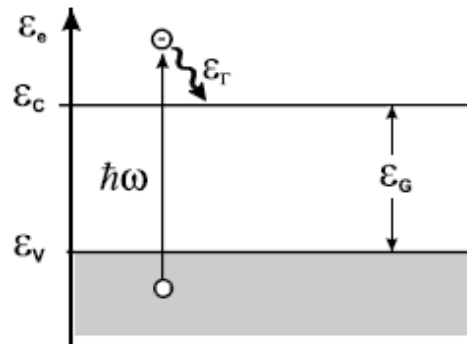


Figura 1.16. Eccitazione di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione in un semiconduttore tramite assorbimento di un fotone di energia $\hbar\omega$ [1].

L'eccitazione di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione con la più piccola energia possibile $\varepsilon_c - \varepsilon_v = \varepsilon_G$ avviene senza variazione di quantità di moto come visibile in Figura 1.17(a). Tale eccitazione è nota come transizione diretta e i semiconduttori con questa struttura a bande sono detti semiconduttori diretti. Un esempio di un semiconduttore diretto è l'arseniuro di gallio (GaAs). In Figura 1.17(b) viene invece mostrato il comportamento di un semiconduttore indiretto per il quale gli elettroni hanno il minimo della loro energia ε_c in banda di conduzione ad una quantità di moto differente da zero.

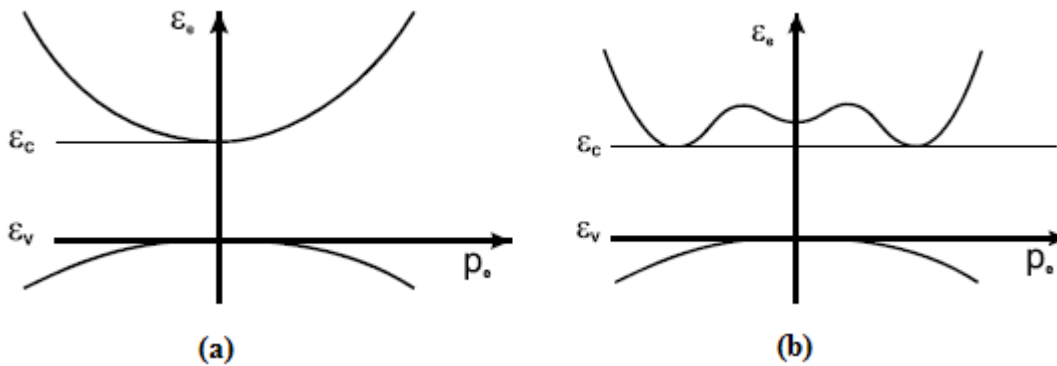


Figura 1.17. (a) Energia ε_e degli elettroni per un semiconduttore diretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza della medesima quantità di moto $p_e=0$ [1]; (b) Energia ε_e degli elettroni per un semiconduttore indiretto come funzione della loro quantità di moto. Il minimo della banda di conduzione e il massimo della banda di valenza sono in corrispondenza di diversi valori della quantità di moto p_e degli elettroni [1].

In questo caso l'eccitazione di un elettrone dal massimo della banda di valenza al minimo della banda di conduzione è possibile solamente con una variazione della quantità di moto dell'elettrone stesso. Questo tipo di transizione prende il nome di transizione indiretta. La curva è simmetrica rispetto all'asse dell'energia ε_e a $p_e = 0$. In particolare deve essere sempre presente un numero pari di minimi per la banda di conduzione quando questi giacciono a $p_e \neq 0$. Esempi di importanti semiconduttori indiretti sono il Germanio (Ge) e il Silicio (Si).

Nel processo sopra descritto, quando un elettrone viene promosso dalla banda di valenza a quella di conduzione rimane una lacuna caricata positivamente. Tale lacuna può essere riempita da un altro elettrone. La generazione di una lacuna in banda di valenza crea un mezzo tramite il quale le cariche possono essere trasferite. Sotto l'effetto di un campo elettrico, un elettrone in banda di valenza può rispondere al campo muovendosi al posto della lacuna; la nuova lacuna che viene conseguentemente a crearsi può essere riempita a sua volta da un altro elettrone di valenza e così via. Il movimento netto di elettroni in banda di valenza in direzione contraria a quella del campo elettrico è equivalente al movimento di un piccolo numero di lacune cariche positivamente nella direzione del campo stesso. Poiché in banda di valenza sono presenti molte meno lacune che elettroni è decisamente più conveniente pensare in termini di moto di lacune attraverso la banda di valenza.

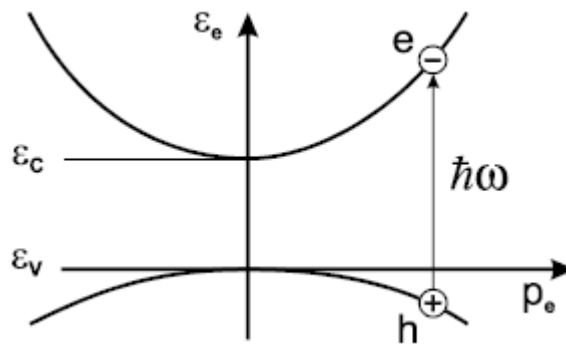


Figura 1.18. Generazione di una coppia elettrone-lacuna causata dall'assorbimento di un fotone [1].

Le lacune non sono concetti meramente immaginari ma sono reali tanto quanto gli elettroni poiché le proprietà di banda possono essere ugualmente descritte sia in termini di stati occupati che non occupati. La figura 1.18 mostra la transizione di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione conseguente all'assorbimento di un fotone γ di energia $h\omega$. In questo processo il semiconduttore

assorbe l'energia e la quantità di moto del fotone. Come risultato dell'eccitazione, in banda di conduzione vi sarà un nuovo elettrone di quantità di moto p_e ed energia ε_e mentre in banda di valenza una lacuna aggiuntiva di quantità di moto p_h ed energia ε_h . Il processo di eccitazione può dunque essere visto come la generazione di una coppia elettrone-lacuna del tipo $\gamma \rightarrow e + h$.

Tale processo deve ovviamente soddisfare la conservazione della quantità di moto $p_\gamma = p_e + p_h$ e la conservazione dell'energia $\varepsilon_\gamma = h\omega = \varepsilon_e + \varepsilon_h$. Se però la coppia elettrone-lacuna generata viene rimossa lungo il medesimo percorso, non nascerà nessuna corrente poiché la coppia elettrone-lacuna è di per sé elettricamente neutra. È dunque necessario separare gli elettroni e le lacune ed estrarli lungo percorsi differenti come visibile in Figura 1.19.

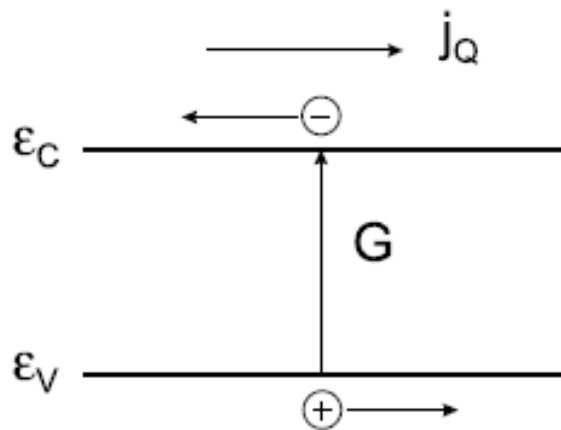


Figura 1.19. Elettroni in banda di conduzione e lacune in banda di valenza devono muoversi in direzioni opposte per produrre una corrente elettrica j_Q [1].

1.2.4 Elementi droganti e drogaggio

I materiali semiconduttori costituiti da una struttura cristallina perfetta senza impurità prendono il nome di semiconduttori intrinseci. Le loro proprietà elettriche possono però essere fortemente alterate dall'aggiunta di atomi diversi, che sostituiscono gli atomi del semiconduttore in corrispondenza della loro posizione reticolare. Tali "impurità" rappresentano la specie atomica drogante e, in tal modo, si ottengono materiali semiconduttori drogati. Gli atomi droganti introducono legami di forza differente rispetto a quelli generati da una struttura cristallina perfetta e di conseguenza cambiamenti nella distribuzione locale dei livelli energetici elettronici.

1.2.4.1 Drogaggio di tipo n

Per ottenere un semiconduttore drogato di tipo n , alcuni atomi nel reticolo cristallino vengono sostituiti da atomi che posseggono un elettrone di valenza in più rispetto all'atomo sostituito. Tali atomi prendono il nome di atomi donatori poiché donano un elettrone aggiuntivo al reticolo. Un esempio è rappresentato da un atomo di fosforo (P), che dispone di cinque elettroni di valenza, in un reticolo cristallino di atomi tetravalenti come il silicio (Si). L'elettrone aggiuntivo non è legato dai forti legami covalenti direzionali che trattengono ogni atomo ai suoi quattro vicini e di conseguenza rimane debolmente legato, diversamente dagli altri elettroni di valenza, all'atomo di drogante da una forza di tipo coulombiano. Il donatore può dunque essere ionizzato in modo relativamente semplice, lasciando l'elettrone aggiuntivo libero di muoversi e l'atomo donatore nel reticolo cristallino caricato positivamente.

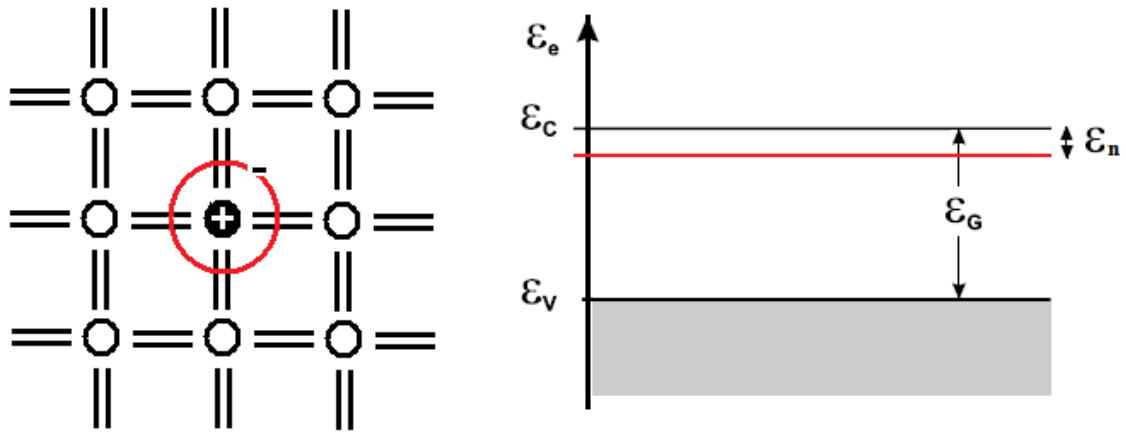


Figura 1.20. Illustrazione schematica di un'impurità di tipo n (sinistra) e relativo modello a bande di energia (destra).

Nel semiconduttore di tipo n , alla temperatura di funzionamento, la concentrazione di elettroni liberi risulta quindi maggiore di quella delle lacune e dunque gli elettroni sono detti portatori maggioritari mentre le lacune portatori minoritari. In termini di modello a bande di energia si noti, in Figura 1.20, come l'elettrone aggiuntivo legato all'atomo donatore abbia un livello energetico posto all'interno del *gap* del semiconduttore e separato dalla banda di conduzione di una distanza pari alla sua energia di attivazione ε_n .

1.2.4.2 Drogaggio di tipo p

Un semiconduttore drogato di tipo p (i portatori maggioritari sono infatti cariche positive), viene prodotto sostituendo parte degli atomi del reticolo cristallino con atomi accettori. Un esempio è rappresentato da un atomo trivalente come il boro (B) in un reticolo cristallino di atomi tetraivalenti come il silicio (Si). L'atomo accettore si ionizza rimuovendo un elettrone di valenza da un altro legame. Tale meccanismo rilascia una lacuna nella banda di valenza. Il livello energetico dell'atomo accettore appare all'interno del *band gap* vicino all'estremo della banda di valenza e separato da quest'ultima di una distanza pari alla sua energia di attivazione ε_p come visibile in Figura 1.21.

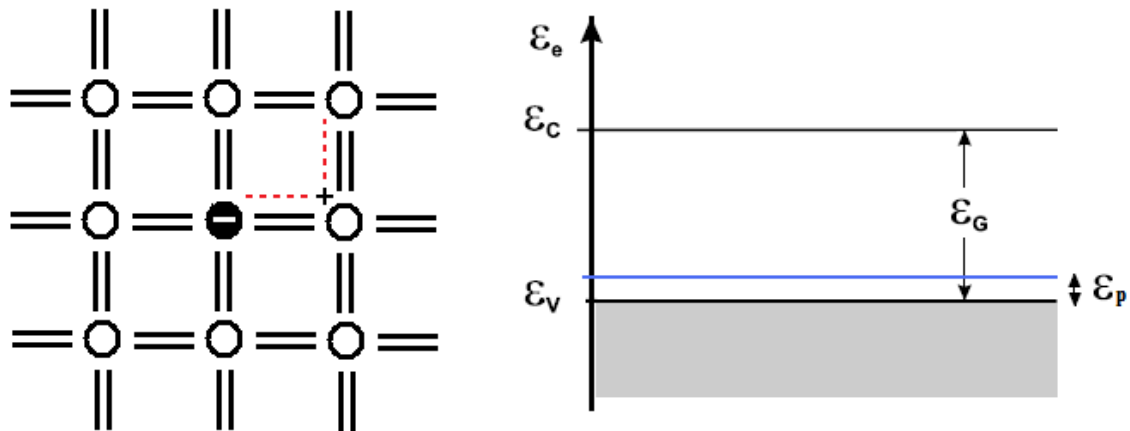


Figura 1.21. Illustrazione schematica di un'impurità di tipo p (sinistra) e relativo modello a bande di energia (destra).

Il semiconduttore di tipo p contiene dunque un eccesso di cariche libere positive: anche in questo caso la densità di cariche e la conduttività viene considerevolmente aumentata ma in questo caso la conduzione avviene tramite le lacune, che sono appunto i portatori maggioritari.

1.2.5 Conduzione nei semiconduttori

In condizioni stazionarie e per bassi valori del campo elettrico E , la velocità di deriva dei portatori di carica è proporzionale al campo elettrico esterno e la costante di proporzionalità è definita mobilità μ [m^2/Vs]. La corrente totale circolante nel semiconduttore è data, come già visto, sia dal moto degli elettroni che dal moto

delle lacune e la relazione che esprime la densità di corrente j_Q tiene conto di questo doppio contributo secondo (1.12).

$$\overline{j_Q} = q(n\mu_n + p\mu_p)\overline{E} \quad [\text{A/m}^2] \quad (1.12)$$

Con μ_n e μ_p si indica rispettivamente la mobilità degli elettroni e quella delle lacune [m^2/Vs], con q la carica elementare, con E il campo elettrico applicato [V/m] mentre n e p rappresentano la concentrazione dei portatori liberi espressa in [m^{-3}]. La mobilità di elettroni e lacune in un dato semiconduttore dipende dai meccanismi che limitano la velocità di deriva di quest'ultimi. Tali meccanismi sono essenzialmente:

- Collisioni con impurezze ionizzate;
- Vibrazioni reticolari (scattering termico).

La densità di corrente j_Q è dunque proporzionale al campo elettrico applicato attraverso la conducibilità elettrica σ [$\Omega^{-1}\text{m}^{-1}$] o, in modo equivalente, attraverso l'inverso della resistività ρ [Ωm]. Dalla relazione (1.12) si ricava per σ la relazione (1.13).

$$\sigma = \frac{1}{\rho} = q(n\mu_n + p\mu_p) \quad [\Omega^{-1}\text{m}^{-1}] \quad (1.13)$$

A temperatura ambiente la conducibilità di un semiconduttore intrinseco è generalmente molto bassa. Ad esempio per silicio intrinseco si ha $n_i = 1.02 \cdot 10^{10} \text{ cm}^{-3}$ e $\sigma = 3 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}\text{cm}^{-1}$ a 300 K. La conducibilità aumenta con la temperatura e al diminuire del *band gap*. Il germanio, con un *band gap* di 0.74 eV, ha una conducibilità di $2 \cdot 10^{-2} \Omega^{-1}\text{cm}^{-1}$ mentre l'arseniuro di gallio, con un *band gap* di 1.42 eV, ha una conducibilità di $10^{-8} \Omega^{-1}\text{cm}^{-1}$, molti ordini di grandezza minore. La diffusione rappresenta un altro meccanismo di moto dei portatori di carica. Si consideri il caso di un semiconduttore che abbia una concentrazione di portatori non uniforme lungo la direzione x in assenza di campo elettrico esterno E . Grazie al fatto che il movimento termico dei singoli portatori è casuale ed equiprobabile in tutte le direzioni, si attiva un trasferimento netto di portatori dalla regione a più elevata densità alla regione a più bassa densità che ha l'effetto di rendere uniforme la concentrazione di portatori nel materiale. Tale trasferimento è denominato moto di diffusione e la corrente da esso generata prende il nome di corrente di diffusione. La corrente di diffusione per gli elettroni e le lacune è

proporzionale rispettivamente al gradiente di concentrazione di elettroni e lacune secondo le relazioni (1.14) e (1.15).

$$j_{n,x} = qD_n \frac{\partial n}{\partial x} \quad [\text{A/m}^2] \quad (1.14)$$

$$j_{p,x} = -qD_p \frac{\partial p}{\partial x} \quad [\text{A/m}^2] \quad (1.15)$$

Con D_n e D_p si indica rispettivamente il coefficiente di diffusione per elettroni e lacune espresso in $[\text{m}^2\text{s}^{-1}]$. I segni a secondo membro sono opposti in quanto lo stesso gradiente produce flussi nella medesima direzione ma correnti opposte. La corrente di diffusione può essere generata indifferentemente dai portatori maggioritari che da quelli minoritari purché presentino un gradiente di concentrazione. Mobilità e coefficiente di diffusione sono tra loro legati secondo la relazione di Einstein (1.16) e (1.17).

$$D_n = \frac{kT}{q} \mu_n \quad [\text{m}^2\text{s}^{-1}] \quad (1.16)$$

$$D_p = \frac{kT}{q} \mu_p \quad [\text{m}^2\text{s}^{-1}] \quad (1.17)$$

Con k si indica la costante di Boltzmann $k = 1.38066 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$ mentre q e T sono rispettivamente la carica elementare e la temperatura assoluta. In generale in un semiconduttore sono presenti sia campi elettrici esterni che gradienti di concentrazione dei portatori e le correnti circolanti risultano dalla sovrapposizione di entrambi i meccanismi secondo (1.18).

$$\begin{cases} j_{n,x} = q \left(n\mu_n E_x + D_n \frac{\partial n}{\partial x} \right) \\ j_{p,x} = q \left(p\mu_p E_x - D_p \frac{\partial p}{\partial x} \right) \end{cases} \quad [\text{A/m}^2] \quad (1.18)$$

1.2.6 Generazione e ricombinazione di elettroni e lacune

La funzione essenziale di una cella solare è quella di generare fotocorrente. L'uscita del dispositivo è determinata dunque da un equilibrio fra assorbimento della luce, generazione di corrente e ricombinazione delle cariche generate. Tale meccanismo è espresso dalle equazioni di trasporto dei materiali semiconduttori, basate su due semplici principi: il numero di cariche di ciascun tipo deve conservarsi e il potenziale elettrostatico dovuto alle cariche deve obbedire all'equazione di Poisson. Nella sua forma generale l'equazione di continuità per una concentrazione di un certo tipo i di particelle in un materiale semiconduttore è espressa dalla relazione (1.19).

$$\frac{\partial n_i(x)}{\partial t} = G_i(x) - R_i(x) - \frac{1}{q} \nabla j_i(x) \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.19)$$

Caratterizzando la (1.19) per tradurre rispettivamente la conservazione del numero di elettroni e di lacune si ottengono le due relazioni (1.20) e (1.21).

$$\frac{\partial n(x)}{\partial t} = G_n(x) - R_n(x) + \frac{1}{q} \nabla j_n(x) \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.20)$$

$$\frac{\partial p(x)}{\partial t} = G_p(x) - R_p(x) - \frac{1}{q} \nabla j_p(x) \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.21)$$

Con G_i si indica il rateo di generazione della particella i per unità di volume espresso in $[\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}]$ mentre con R_i il rateo di ricombinazione per unità di volume della particella i espresso in $[\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}]$.

L'equazione di Poisson è invece espressa dalla relazione (1.22) [4] nella quale si indica con ϕ il potenziale elettrostatico, con ε_s la costante dielettrica del semiconduttore e con ρ_{fixed} la densità locale di carica fissa.

$$\nabla^2 \phi = \frac{q}{\varepsilon_s} (-\rho_{fixed} + n - p) \quad [\text{Vm}^{-2}] \quad (1.22)$$

Le equazioni (1.20) e (1.21) sono generali. Una volta noto come j_i , G_i e R_i dipendono da n , p e ϕ e da altri parametri del materiale e ambientali, si ottiene un set di equazioni differenziali accoppiate da risolvere per le tre incognite.

1.2.6.1 Assorbimento dei fotoni

Per le celle solari, la generazione di elettroni e lacune tramite assorbimento di fotoni è il processo più importante. Solo i fotoni aventi energia $h\omega > \varepsilon_G$ riescono a creare una coppia e^-h^+ (effetto fotoelettrico) e questo perché l'energia è quantizzata. La probabilità dell'assorbimento di un fotone di energia pari a $h\omega$ è definita dal coefficiente di assorbimento $\alpha(h\omega)$, che è una proprietà del materiale indipendente dalla geometria del corpo. Quando un materiale semiconduttore è investito dalla luce, una parte di questa viene riflessa e una parte rifratta all'interno del semiconduttore stesso. La densità di fotocorrente nel semiconduttore decresce all'interno del materiale con legge esponenziale secondo (1.23) in funzione della distanza x dalla superficie del semiconduttore.

$$j_\gamma(x) = j_\gamma(0) \exp(-\alpha x) \quad [\text{A/m}^2] \quad (1.23)$$

Poiché ad una distanza a partire dalla superficie pari a $x=1/\alpha$ l'intensità viene attenuata di un fattore e , $L=1/\alpha$ prende il nome di distanza di penetrazione dei fotoni. In Figura 1.22 si mostra l'andamento del coefficiente di assorbimento $\alpha(h\omega)$ in funzione dell'energia dei fotoni incidenti $h\omega$ per un semiconduttore diretto come il GaAs e uno indiretto come il Si.

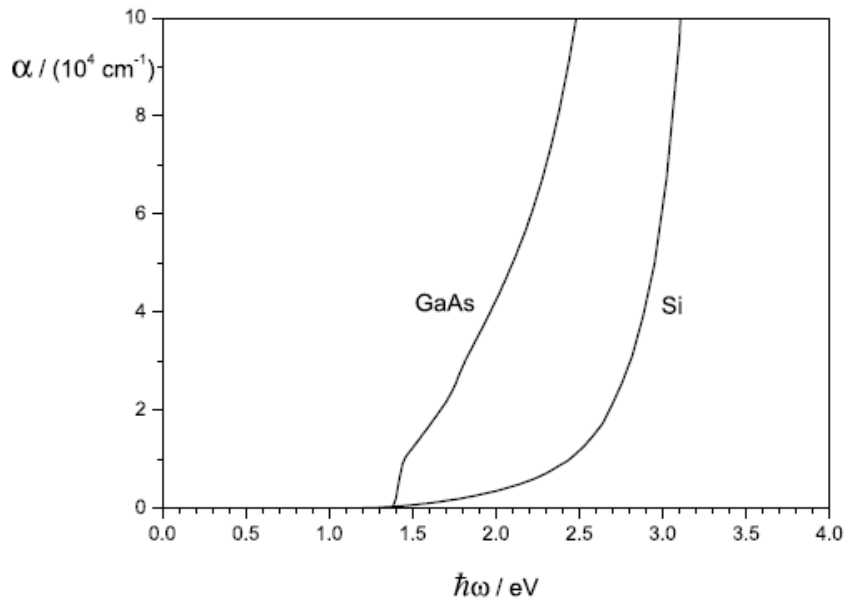


Figura 1.22. Coefficiente di assorbimento α per il semiconduttore diretto GaAs e per il semiconduttore indiretto Si [1].

A causa del maggiore coefficiente di diffusione e una minore distanza di penetrazione dei fotoni nel GaAs e negli altri semiconduttori diretti, una cella solare realizzata con tali materiali non deve essere spessa che pochi μm per assorbire la parte assorbibile dello spettro solare tale per cui $h\omega > \varepsilon_G$. Il coefficiente di assorbimento per i semiconduttori indiretti è invece basso e di conseguenza la distanza di penetrazione dei fotoni elevata. Un semiconduttore indiretto a geometria piana parallela deve avere dunque uno spessore maggiore di $100 \mu\text{m}$.

1.2.6.2 Generazione di coppie elettrone-lacuna

Poiché viene generata una coppia elettrone-lacuna per ogni fotone assorbito, elettroni e lacune vengono prodotti ad un rateo di generazione pari al rateo di annichilimento dei fotoni incidenti secondo la relazione (1.24).

$$G_e = G_h = R_\gamma = \alpha j_\gamma(x) \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.24)$$

In generale per ogni fotone assorbito viene a generarsi solo una coppia elettrone-lacuna. Tuttavia se l'energia del fotone incidente $h\omega$ è almeno due volte il valore del *band gap* ε_G , una delle due cariche fotogenerate può avere una energia cinetica $\varepsilon_{kin} \geq \varepsilon_G$. Tale carica, che sia un elettrone o una lacuna, potrebbe essere in grado di spingere un elettrone fuori dal suo legame chimico e quindi produrre un'altra coppia elettrone-lacuna tramite ionizzazione da impatto. Nelle celle solari reali con *band gap* $\varepsilon_G \geq 1\text{eV}$ tale fenomeno accade, tuttavia, molto raramente poiché i portatori di carica fotogenerati tendono a perdere l'energia in eccesso attraverso scambi di calore con il reticolo (termalizzazione).

1.2.6.3 Ricombinazione

Oltre al processo di generazione delle coppie elettrone-lacuna già discusso, esiste anche il processo inverso in cui una coppia elettrone-lacuna viene annichilita in una reazione chiamata ricombinazione. In tale processo fotoni o fononi possono essere prodotti. Esistono varie tipologie di ricombinazione, la più importante delle quali è la ricombinazione radiativa. La ricombinazione radiativa, in cui una lacuna reagisce con un elettrone per formare un fotone, è esattamente il meccanismo inverso dell'assorbimento e può essere vista come la transizione spontanea di un elettrone dalla banda di conduzione ad uno stato libero della banda di valenza. Il rateo di ricombinazione radiativa a cui gli elettroni e le lacune sono annichilite e i fotoni

generati è proporzionale alla concentrazione di elettroni e di lacune tramite un coefficiente di proporzionalità B secondo (1.25).

$$G_\gamma = R_e = R_h = Bn_e n_h \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.25)$$

Oltre alla ricombinazione radiativa esistono anche processi di ricombinazione non radiativa come la ricombinazione Auger e la ricombinazione da impurezze (*Shockley-Read-Hall*). La ricombinazione Auger è l'opposto della ionizzazione da impatto. In tale meccanismo un elettrone o una lacuna con elevata energia cinetica spingono un altro elettrone fuori dai suoi legami creando un elettrone libero e una lacuna libera. In questo processo l'energia, durante la ricombinazione, viene trasferita ad un elettrone o ad una lacuna sotto forma di energia cinetica che viene successivamente dissipata nel reticolo tramite collisione con fononi. Se un elettrone assorbe l'energia, due elettroni e una lacuna partecipano alla reazione e il rateo di annichilimento sarà espresso da (1.26) e sarà cospicuo per drogaggio elevato di tipo n mentre se una lacuna assorbe l'energia il rateo di annichilimento sarà espresso da (1.27) e sarà cospicuo per drogaggio elevato di tipo p .

$$R_{Aug,e} = C_e n_e^2 n_h \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.26)$$

$$R_{Aug,h} = C_h n_e n_h^2 \quad [\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}] \quad (1.27)$$

La ricombinazione da impurezze è un processo di ricombinazione importante nelle celle solari reali. Impurezze che offrono stati elettronici con energia approssimativamente nel mezzo della zona proibita del materiale semiconduttore giocano il ruolo più importante. Poiché l'energia di ricombinazione può essere impartita al reticolo in piccole porzioni tramite la produzione di fononi, la transizione non radiativa di un elettrone dalla banda di conduzione a quella di valenza può aver luogo molto più facilmente. L'analisi di tale fenomeno, che non sarà affrontata, è dovuta a Shockley, Read e Hall.

Da ultimo è anche presente una ricombinazione superficiale. Infatti stati con energia nella zona proibita, che sono efficaci mediatori per la ricombinazione non radiativa, si trovano in larga concentrazione sulla superficie del materiale. Questi cosiddetti stati superficiali hanno spesso una distribuzione continua sull'energia nella zona proibita come mostrato in Figura 1.23. Per gli elettroni il rateo di ricombinazione superficiale è espresso dalla relazione (1.28) dove con $R_{s,e}$ si indica il rateo di ricombinazione degli elettroni per unità di area, con $n_{s,h}$ la densità degli stati superficiali per unità di area occupati da lacune $[\text{m}^{-2}]$, n_e la concentrazione di

elettroni alla superficie [m^{-3}], v_e la velocità degli elettroni [ms^{-1}] e $\sigma_{s,e}$ la *cross-section* di cattura delle impurità [m^2].

$$R_{s,e} = \sigma_{s,e} v_e n_{s,h} n_e = S_{R,e} n_e \quad [\text{m}^{-2}\text{s}^{-1}] \quad (1.28)$$

Il prodotto $\sigma_{s,e} v_e n_{s,h}$ ha le dimensioni di una velocità ed è noto con il nome di velocità di ricombinazione superficiale $S_{R,e}$ degli elettroni.

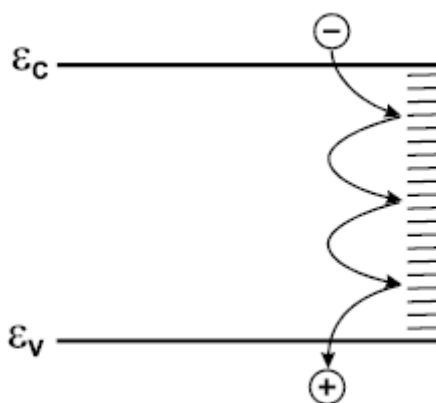


Figura 1.23. Ricombinazione tramite stati superficiali distribuiti continuamente sull'energia nell'*energy gap* del semiconduttore [1].

Dunque, a causa dei processi di ricombinazione finora esposti, una carica, una volta prodotta, non “sopravvive” per un tempo arbitrariamente lungo nella sua banda. Se gli elettroni e le lacune sono prodotte tramite assorbimento di luce e la fonte luminosa viene improvvisamente a mancare le cariche prodotte annichiliscono dopo un tempo medio τ . Per un semiconduttore in Si di tipo p con una tipica concentrazione di lacune pari a 10^{16} cm^{-3} , il tempo di vita degli elettroni relativamente alla ricombinazione radiativa è all'incirca pari a 0.03 s. Si dimostra che il tempo di vita degli elettroni in ricombinazione radiativa e ricombinazione non radiativa è espresso rispettivamente dalle relazioni (1.29) e (1.30).

$$\tau_{e,rad} = \frac{1}{Bn_h} \quad [\text{s}] \quad (1.29)$$

$$\tau_e = \frac{1}{\sigma_e v_e n_{h,imp}} \quad [\text{s}] \quad (1.30)$$

1.2.7 Analisi della giunzione p-n

La giunzione $p-n$ è la struttura classica di cella solare. Tale tipo di giunzione è creata drogando diverse regioni del medesimo semiconduttore in maniera differente in modo da creare un'interfaccia fra gli strati p e n del materiale. L'elevato gradiente di concentrazione dei portatori in corrispondenza della giunzione dà origine al passaggio di portatori liberi: le cariche diffondono attraverso la giunzione lasciandosi dietro uno strato di cariche fisse. Il potenziale elettrostatico è minore su un lato della giunzione rispetto all'altro e in questo modo viene stabilito un campo elettrico nella giunzione, il quale guida gli elettroni fotogenerati verso il lato p e le lacune verso il lato n della giunzione. La regione a cavallo della giunzione, in cui la distribuzione di carica è non nulla, è detta regione di svuotamento (*depletion region*), o regione di carica spaziale, caratterizzata dall'ampiezza x_p della regione svuotata nel lato p e dall'ampiezza x_n della regione svuotata nel lato n come visibile in Figura 1.24. Al di fuori della regione di svuotamento le regioni sono elettricamente neutre.

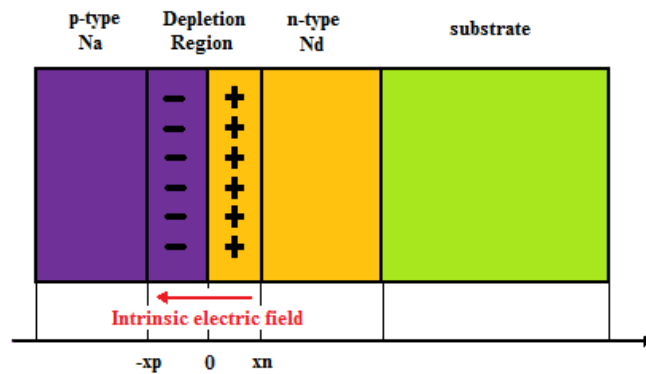


Figura 1.24. Modello di giunzione p-n.

1.2.7.1 Modello matematico della giunzione

I parametri che caratterizzano la giunzione $p-n$ sono importanti per lo studio del comportamento delle celle solari. Tali parametri vengono calcolati sulla base delle seguenti ipotesi:

- Si considera il problema monodimensionale, cioè tutte le grandezze dipendono dalla sola coordinata spaziale x ;
- Si considera il problema stazionario;

- Si considera una giunzione a gradino: i materiali semiconduttori sono drogati in modo uniforme e dunque il profilo di concentrazione del drogante presenta una discontinuità di primo tipo in corrispondenza della giunzione;
 - Si assume che la regione svuotata sia completamente priva di portatori liberi e che al di fuori della regione svuotata il materiale sia neutro;
 - Si ipotizza una ionizzazione completa; il semiconduttore si trova ad una temperatura tale per cui tutti i portatori liberi si trovano in banda di conduzione.
- La variazione del campo elettrico e del potenziale all'interno della regione svuotata è illustrata in Figura 1.25.

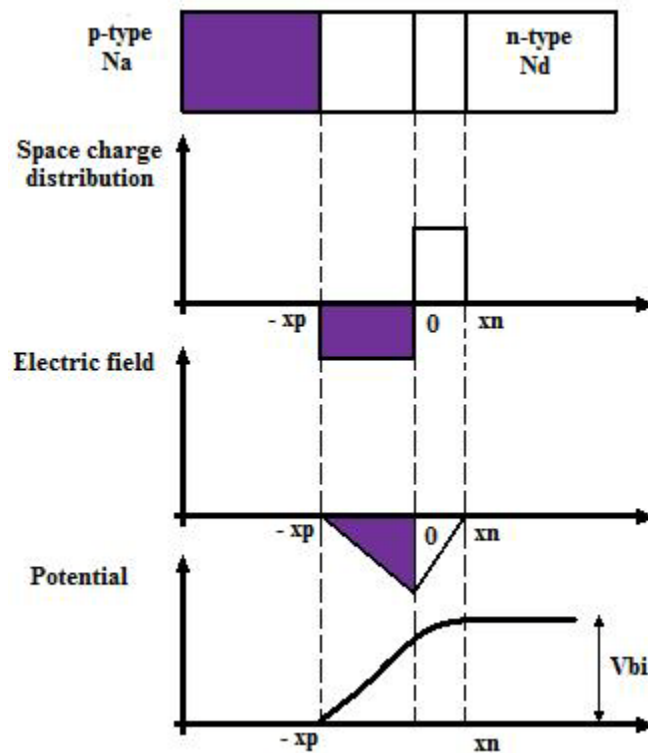


Figura 1.25. Modello di giunzione p-n: andamento della distribuzione di carica, del campo elettrico e del potenziale.

Il potenziale di giunzione (detto potenziale di *built-in* V_{bi}), corrispondente alla massima variazione del potenziale elettrico, è data dalla relazione (1.31) in cui N_a e N_d rappresentano rispettivamente la concentrazione di atomi donatori nel lato n e di atomi accettori nel lato p del semiconduttore, mentre n_i rappresenta la concentrazione di portatori liberi nel semiconduttore puro alla temperatura assoluta T . Il valore di n_i è calcolato in base alla relazione (1.32) e dipende da N_c e da N_v ,

che rappresentano rispettivamente la densità effettiva degli stati in banda di conduzione e banda di valenza e calcolabili secondo (1.33) e (1.34).

$$V_{bi} = \frac{kT}{q} \ln \frac{N_d N_a}{n_i^2} \quad [\text{V}] \quad (1.31)$$

$$n_i = \sqrt{N_c N_v} \exp \left[-\frac{\mathcal{E}_{gap}}{2kT} \right] \quad [\text{m}^{-3}] \quad (1.32)$$

$$N_c = 4.83 \cdot 10^{15} \left(\frac{m_n^*}{m_0} T \right)^{\frac{3}{2}} \quad [\text{m}^{-3}] \quad (1.33)$$

$$N_v = 4.83 \cdot 10^{15} \left(\frac{m_p^*}{m_0} T \right)^{\frac{3}{2}} \quad [\text{m}^{-3}] \quad (1.34)$$

Con m_n^* e m_p^* si indicano le masse efficaci dell'elettrone e della lacuna del semiconduttore mentre m_0 è la massa dell'elettrone libero. In accordo con le ipotesi introdotte, l'ampiezza della regione svuotata sarà calcolabile secondo (1.35).

$$w = x_n + x_p = \sqrt{\frac{2\mathcal{E}_s}{q} V_{bi} \left(\frac{1}{N_a} + \frac{1}{N_d} \right)} \quad [\text{m}] \quad (1.35)$$

1.2.7.2 Correnti nella giunzione

Se il lato di tipo p del semiconduttore è collegato al polo positivo di un generatore di tensione e quello di tipo n al polo negativo, si dice che la giunzione è polarizzata direttamente, come è possibile osservare in Figura 1.26. La differenza di potenziale applicata riduce la barriera di potenziale e permette il passaggio della corrente: nella giunzione si ha un passaggio di corrente dal lato p al lato n , detta corrente diretta. La giunzione oppone una resistenza molto bassa al passaggio di corrente diretta. Se il lato p è invece collegato al polo negativo e quello di tipo n al polo positivo si dice che la giunzione è polarizzata inversamente. In questo caso nella giunzione si ha solo passaggio di corrente di portatori minoritari dal lato n al lato p detta corrente inversa, di intensità costante e di qualche ordine di grandezza più piccola della

corrente diretta. In questo caso la giunzione oppone una resistenza molto elevata al passaggio di corrente. La giunzione $p-n$ ha la caratteristica di condurre corrente se polarizzata direttamente e di non condurla (o condurla molto poco) se polarizzata inversamente. Tale dispositivo ha dunque proprietà analoghe a quelle di un diodo ed è infatti denominato diodo a semiconduttore. La caratteristica elettrica del diodo è data da (1.36) dove con I_s si indica la corrente di saturazione inversa, con q la carica elementare e con n il fattore di idealità del diodo.

$$I = I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad [\text{A}] \quad (1.36)$$

Quando la giunzione $p-n$ viene illuminata, i fotoni con energia superiore all'*energy gap*, assorbiti dal semiconduttore, generano coppie elettrone-lacuna liberi e la caratteristica corrente tensione mostra la comparsa del termine associato alla corrente fotogenerata I_{ph} secondo (1.37). In realtà, per convenzione, si considera in genere la simmetrica, rispetto all'asse delle ascisse, della caratteristica corrente-tensione I-V visibile in Figura 1.26, come sarà presentato nel seguito in Figura 2.6.

$$I = I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_{ph} \quad [\text{A}] \quad (1.37)$$

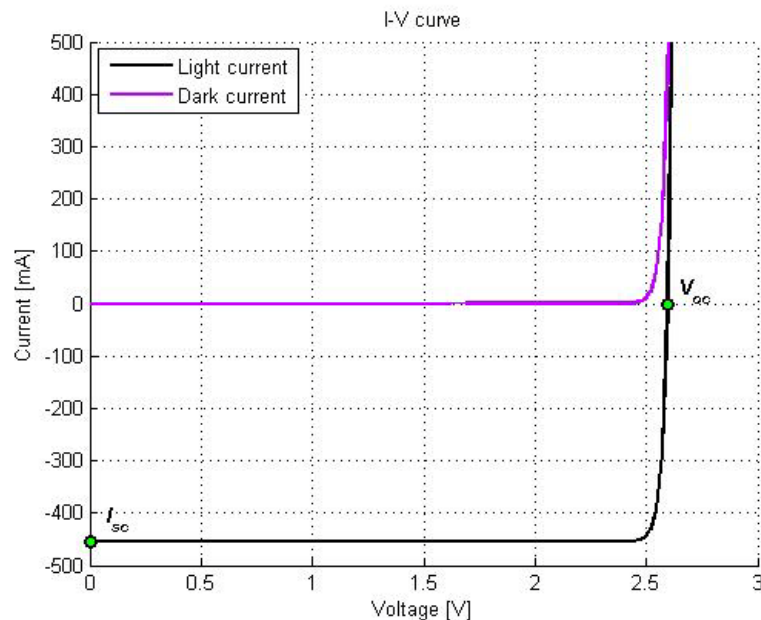


Figura 1.26. Caratteristica I-V per una cella solare ideale in luce e al buio.

Capitolo 2

Teoria e struttura delle celle solari

2.1 La cella fotovoltaica

La cella solare è l'elemento base costitutivo di un sistema fotovoltaico solare. La cella può essere considerata come un dispositivo a due terminali che conduce come un diodo al buio e genera una corrente e una differenza di potenziale ai suoi capi quando investita dalla luce solare. È in genere costituita da uno strato sottile di materiale semiconduttore e trattata superficialmente in modo da riflettere la minore quantità possibile di luce dello spettro visibile. Una griglia di contatti metallici è stampata sulla superficie in modo da realizzare il contatto elettrico. Quando investita dalla luce, la cella genera una differenza di tensione che generalmente va da 0.5 V a 3 V e in corto circuito una corrente dell'ordine della decina di mA/cm². Benché la corrente sia ragionevolmente elevata, la tensione è troppo bassa per la maggior parte delle applicazioni e perciò più celle vengono collegate in serie e integrate in moduli fotovoltaici (generalmente da 28 o 36 celle in serie) per un'uscita in tensione di circa 12 V in condizioni standard di illuminazione. I moduli a loro volta, per poter soddisfare le specifiche elettriche richieste, possono essere usati singolarmente o collegati in serie e in parallelo in *array* tramite diodi di *bypass* o di bloccaggio in modo da evitare la completa perdita di potenza conseguente alla *failure* di una cella. Da ultimo sarà necessario un sistema di regolazione di potenza e di batterie.

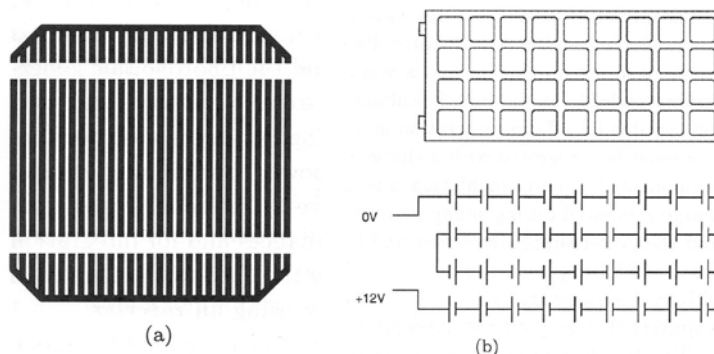


Figura 2.1. Cella solare e modulo [4].

2.2 Cella solare a singola giunzione

La struttura tipica di una cella solare a singola giunzione prevede la presenza di una giunzione p-n, di un contatto ohmico frontale (*grid*), di un contatto ohmico posteriore (*back contact*) e di uno strato di materiale antiriflettente superficiale (*ARC, antireflection coating*). Lo strato *base* ed *emitter* definiscono i lati della giunzione p-n. La struttura è riportata in Figura 2.2. Si avrà dunque:

- Una giunzione n/p: *base* drogata di tipo p ed *emitter* drogato di tipo n.
- Una giunzione p/n: *base* drogata di tipo n ed *emitter* drogato di tipo p.

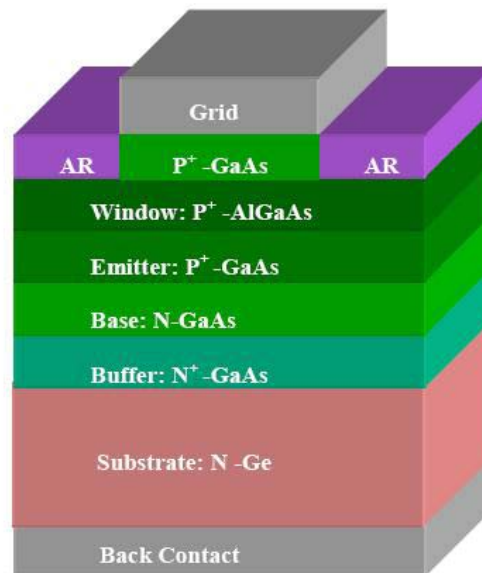


Figura 2.2. Struttura di una cella solare a singola giunzione GaAs/Ge-Space Solar Cell-CSJ (CESI).

I contatti ohmici si rendono necessari per poter raccogliere i portatori fotogenerati e sono disposti rispettivamente sulla superficie frontale e su quella posteriore; il contatto frontale deve essere in grado di far sì che la luce penetri nella cella e viene realizzato con una griglia metallica sottile, mentre il contatto posteriore viene realizzato con una metallizzazione completa su tutta la superficie. In ogni caso la griglia stessa introduce un problema di ombreggiamento sulla superficie del dispositivo e perciò si usa distinguere fra area effettiva del dispositivo (*total device area*) ed area attiva del dispositivo (*active device area*). Da ultimo sulla superficie frontale è applicato uno strato di materiale anti-riflettente per limitare la perdita per riflessione. La massima efficienza teorica di una cella a singola giunzione dipende

dal valore del *band gap* del semiconduttore: se si sceglie un semiconduttore con elevato *band gap* allo scopo di ottenere elevati valori di tensione, allora si riduce lo spettro assorbito e quindi la corrente prodotta; se si sceglie un semiconduttore con *band gap* più basso allo scopo di aumentare lo spettro assorbito, la tensione della cella si riduce.

2.3 Celle solari a multi-giunzione

Nel progetto di sistemi per applicazioni spaziali è necessario disporre di celle solari con elevate efficienze di conversione allo scopo di ridurre l'ingombro e la massa dei pannelli solari a pari richiesta di potenza elettrica. Le celle solari a multi-giunzione consentono di superare la limitazione intrinseca dei dispositivi a singola giunzione, migliorando l'efficienza di conversione: con queste strutture è infatti possibile ottenere un elevato valore di tensione incrementando lo spettro assorbito. Una cella solare a doppia giunzione è, per esempio, costituita da due celle sovrapposte (due giunzioni p-n in serie) con *energy gap* differente in modo tale che ognuna di esse risponda a una parte specifica dello spettro incidente. Scegliendo opportunamente i materiali e quindi il *band gap* della cella superiore (*top*) e di quella inferiore (*bottom*), una maggiore quantità di luce solare potrà essere convertita in potenza elettrica. In particolare la cella *top* dovrà essere quella ad alto *band gap*, mentre la cella *bottom* dovrà avere basso *band gap*. Estendendo tale ragionamento sarà possibile ottenere una cella a tripla giunzione come quella che è possibile vedere in Figura 2.3 (a); tale cella è data dalla sovrapposizione di una cella *top*, di una cella *middle* e di una *bottom* tale per cui si abbia $E_{gap,top} > E_{gap,middle} > E_{gap,bottom}$.

Le caratteristiche di tensione e corrente per un'architettura di tale tipo sono date rispettivamente dalle relazioni (2.1) e (2.2). La tensione della cella a tripla giunzione risulta essere pari alla somma delle tensioni ai capi delle singole giunzioni mentre la corrente totale sarà pari alla corrente minima fra le giunzioni.

$$V = V_{top} + V_{middle} + V_{bottom} \quad [\text{V}] \quad (2.1)$$

$$I = \min(I_{top}, I_{middle}, I_{bottom}) \quad [\text{A}] \quad (2.2)$$

Nelle celle a multi-giunzione, le singole giunzioni in serie sono collegate fra loro da un contatto monolitico detto giunzione tunnel o diodo tunnel. Il diodo tunnel viene realizzato con un materiale semiconduttore fortemente drogato in modo da formare una giunzione p-n di polarità inversa rispetto a quella delle giunzioni che esso

separa, come è possibile vedere in Figura 2.3 (c). Il diodo tunnel deve realizzare un contatto ohmico tra le singole celle componenti senza creare a sua volta una nuova giunzione. In Figura 2.3 (b) viene riportata la tipica caratteristica corrente-tensione del diodo tunnel. In condizione di polarizzazione diretta, vale a dire in condizione nominale di funzionamento della cella solare, la corrente cresce dapprima fino ad un valore massimo detto corrente di picco I_p in corrispondenza della quale si ha una tensione V_p , per poi diminuire fino ad un valore minimo detto corrente di valle I_v cui corrisponde una tensione di valle V_v . Per tensioni superiori a quest'ultima la corrente aumenta esponenzialmente in funzione della tensione. La caratteristica più importante di un diodo tunnel è che esso deve avere una corrente di picco superiore alla massima fotocorrente circolante nel dispositivo e questo è possibile impiegando materiali semiconduttori estremamente drogati. Un'altra caratteristica fondamentale è che il diodo tunnel deve essere otticamente trasparente allo spettro incidente per evitare di sottrarre fotoni alla giunzione sottostante e questo impone che il materiale abbia un *energy gap* superiore a quello delle celle sottostanti.

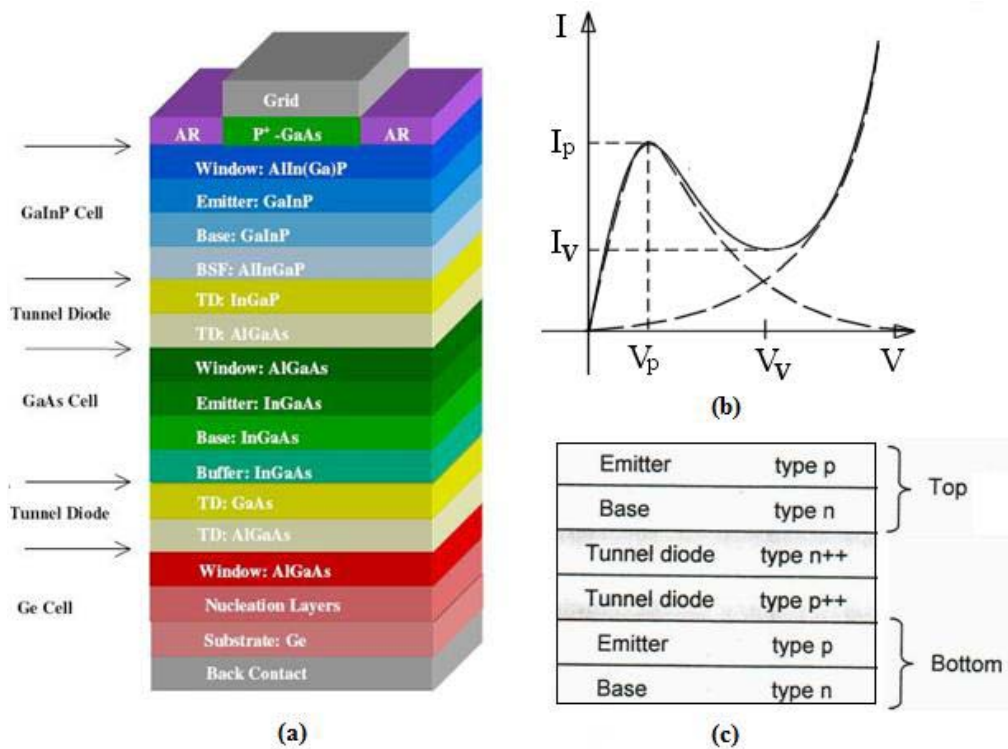


Figura 2.3. (a) Struttura di una cella solare a tripla giunzione GaInP/GaAs/Ge-Space Solar Cell-CTJA (CESI); (b) Caratteristica corrente-tensione di un tipico diodo tunnel; (c) Schema del diodo tunnel in una struttura a multi-giunzione.

Si consideri a titolo d'esempio una tipica cella solare a tripla giunzione con struttura InGaP/InGaAs/Ge. La cella *top* è realizzata in InGaP con $E_{gap,top}=1.86$ eV, la cella *middle* in InGaAs con $E_{gap,middle}=1.4$ eV e la cella *bottom* in Ge con $E_{gap,bottom}=0.65$ eV. La risposta della cella è visibile in Figura 2.4 (a) mentre in Figura 2.4 (b) è visibile la relativa parte dello spettro solare AM1.5 coperto da ogni singola sottocella.

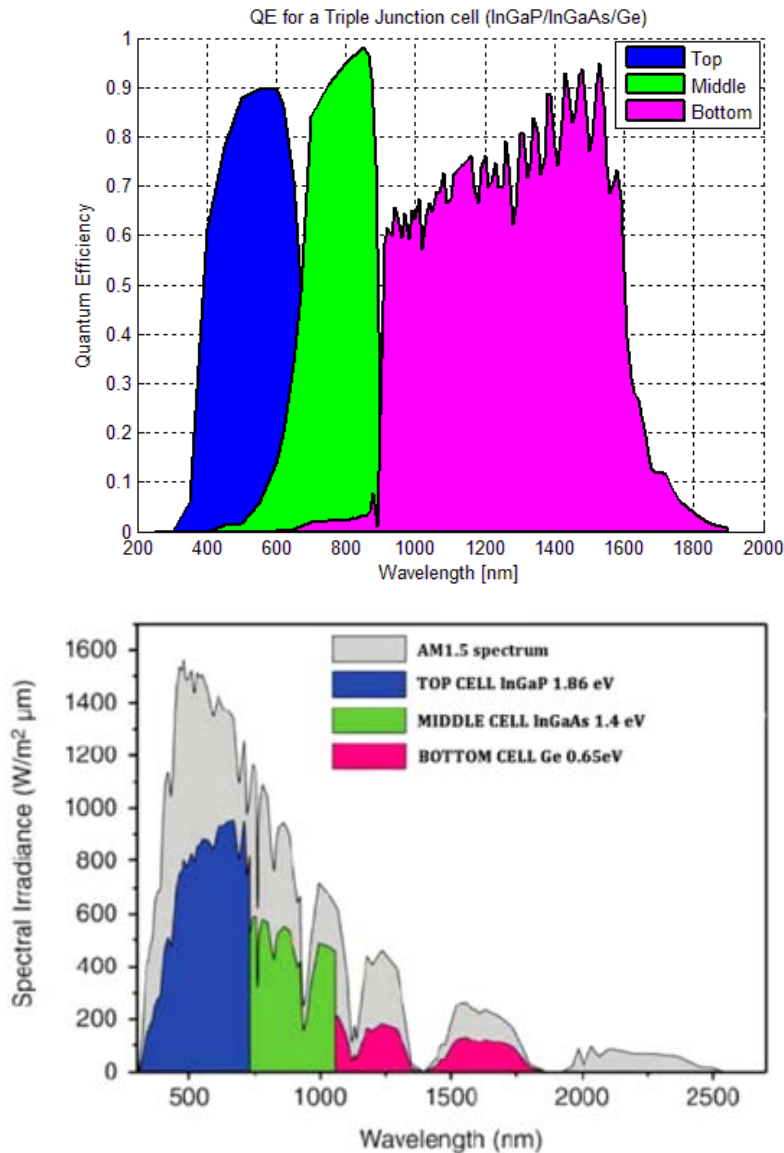


Figura 2.4. Risposta di una cella solare a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge e relativa parte dello spettro solare AM1.5 coperto [IV].

2.4 Circuito equivalente e parametri elettrici della cella solare

2.4.1 Modello a un diodo senza resistenze parassite

Dal punto di vista elettrico il modello più semplice che approssima il comportamento di una cella solare ideale è descritto da un circuito costituito da un generatore di corrente in parallelo ad un elemento resistivo, non simmetrico e non lineare rappresentabile tramite un diodo come in Figura 2.5. Quando illuminata, la cella produce una corrente proporzionale all'intensità luminosa incidente: tale corrente viene suddivisa fra il diodo e il carico applicato secondo un rapporto dipendente dal valore di resistenza del carico e dal livello di illuminazione.

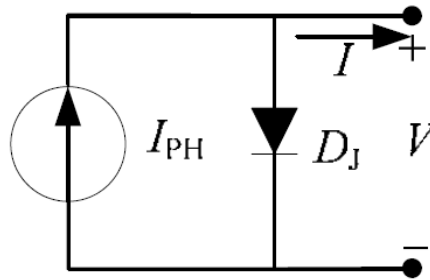


Figura 2.5. Circuito elettrico equivalente di una cella solare ideale.

Come già detto, al buio una cella solare si comporta come un diodo e la sua caratteristica I-V è approssimata dalla relazione (2.3) e visibile in Figura 2.6.

$$I = -I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{kAT}\right) - 1 \right] \quad [\text{A}] \quad (2.3)$$

Con q ($= 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$) si indica la carica dell'elettrone, con k ($= 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J / K}$) la costante di Boltzmann, con T la temperatura assoluta della cella, con A il fattore di idealità del diodo ($1 \div 2$) e con I_s la corrente di saturazione inversa. Quando la cella viene esposta alla luce, la caratteristica corrente-tensione varia secondo la relazione (2.4) come mostrato in Figura 2.6 con la comparsa del termine I_{ph} , che prende il nome di corrente fotogenerata.

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{kAT}\right) - 1 \right] \quad [\text{A}] \quad (2.4)$$

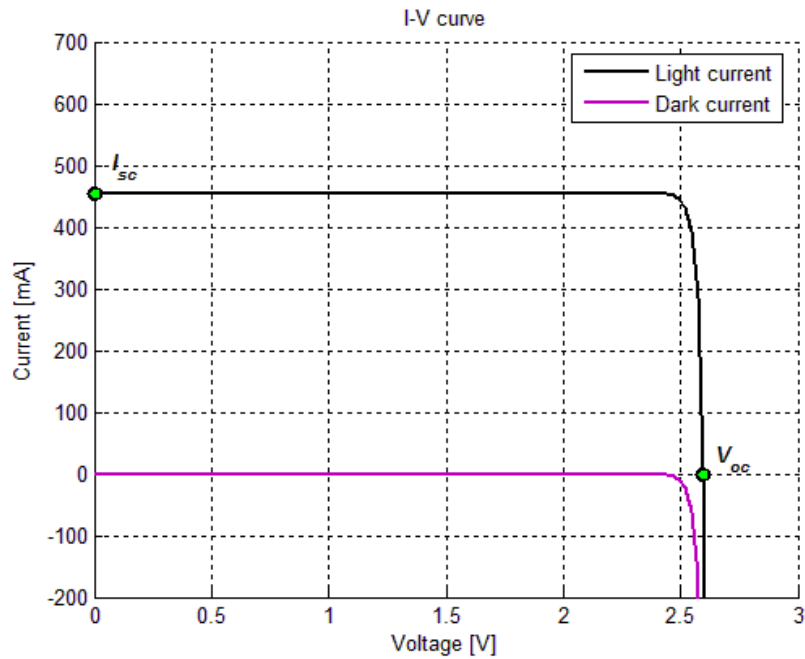


Figura 2.6. Caratteristica corrente-tensione I - V per una cella solare ideale in luce (2.4) e al buio (2.3).

Come è possibile vedere in Figura 2.6 quando la cella è illuminata e chiusa su un carico nullo, essa genera una corrente di cortocircuito I_{sc} con:

$$I_{sc} = I_{ph} \quad [\text{A}] \quad (2.5)$$

Quando, invece, la cella è illuminata a circuito aperto, essa genera una tensione a circuito aperto V_{oc} con:

$$V_{oc} = \frac{kTA}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad [\text{V}] \quad (2.6)$$

Il regime operativo della cella solare è dunque l'intervallo di tensione compreso fra 0 e V_{oc} in cui la cella fornisce potenza elettrica. La potenza è data da P in (2.7) e agli estremi del regime operativo si annulla:

$$P = I \cdot V \quad [\text{W}] \quad (2.7)$$

La potenza raggiunge il suo massimo al punto operativo della cella detto *maximum power point* di coordinate (V_m, I_m) come mostrato in Figura 2.7.

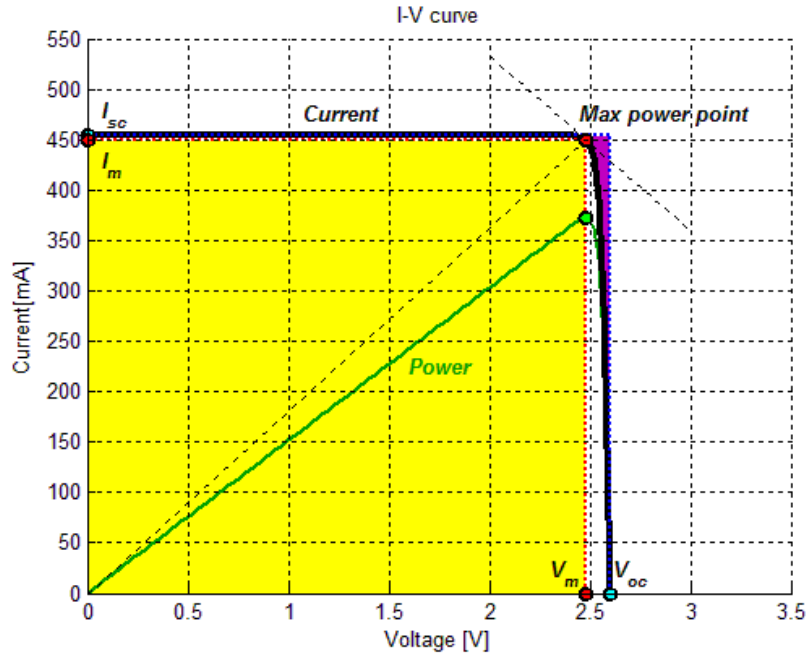


Figura 2.7. Caratteristica corrente-tensione I - V e potenza-tensione P - V per una cella solare ideale.

In base alla Figura 2.7 è possibile definire un indice di qualità della cella solare definito *fill factor*, che calcola il rapporto tra l'area di massima potenza ed il prodotto tra la corrente di cortocircuito I_{sc} e la tensione a circuito aperto V_{oc} secondo la relazione (2.8). FF definisce il rateo di ortogonalità della curva I - V .

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.8)$$

Si definisce da ultimo l'efficienza η della cella, secondo la relazione (2.9), come il rapporto fra la potenza elettrica massima fornita dalla cella e la potenza luminosa totale incidente sulla cella.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{P_{inc}} \quad (2.9)$$

In funzione della temperatura e della *solar irradiance* sono state eseguite delle analisi di sensitività per analizzare il comportamento delle curve di corrente I e potenza P e dei parametri I_{sc} , V_{oc} , FF e η . I risultati sono esposti in Figura 2.8, Figura 2.9 e Figura 2.10. Come è possibile notare in Figura 2.8, all'aumentare della temperatura di funzionamento T della cella le sue proprietà tendono a degradarsi in quanto la curva di corrente tende a spostarsi verso le tensioni minori; benché la corrente nella zona di bassa tensione tenda ad aumentare è possibile però verificare come quest'ultimo aumento non compensi la perdita precedente e infatti la curva di potenza in funzione della tensione tenderà ad abbassarsi al crescere della temperatura. In Figura 2.9 e Figura 2.10 è inoltre possibile constatare come i parametri di tensione a circuito aperto V_{oc} ed efficienza η della cella diminuiscano all'aumentare di T nonostante l'aumento della corrente di cortocircuito I_{sc} , e del *fill factor* FF .

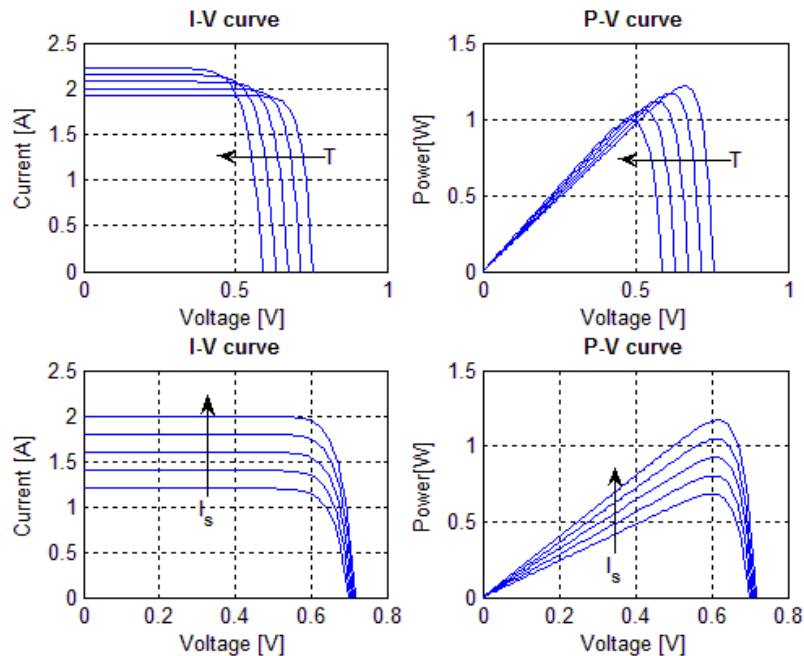


Figura 2.8. Andamento della curve caratteristiche I - V e P - V in funzione della temperatura T e della *solar irradiance* I_s .

All'aumentare della *solar irradiance*, invece, le prestazioni della cella vengono incrementate: la curva di corrente tende a spostarsi verso l'alto accompagnata da un lieve incremento della tensione a circuito aperto V_{oc} ed anche la curva di potenza viene amplificata. La corrente di cortocircuito I_{sc} , il *fill factor* e l'efficienza η della cella aumentano come esposto in Figura 2.9 e Figura 2.10.

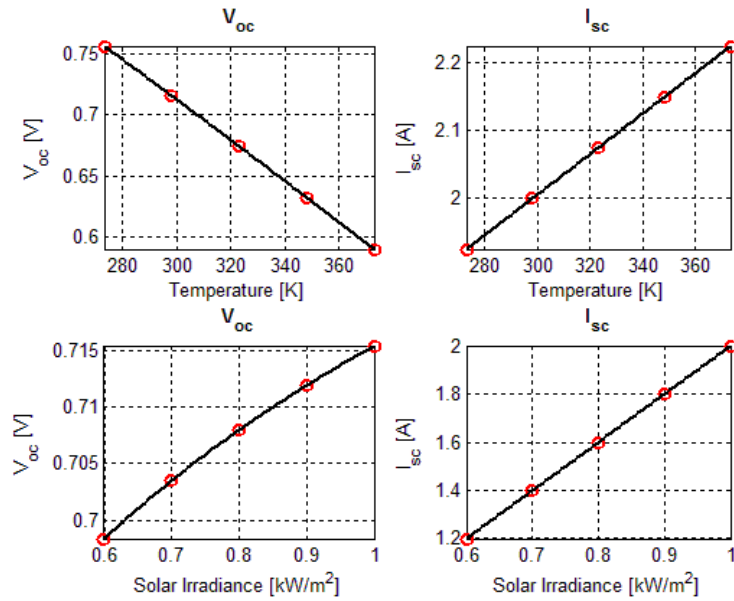


Figura 2.9. Andamento della tensione di circuito aperto V_{oc} e della corrente di cortocircuito I_{sc} in funzione della temperatura T e della solar irradiance I_s .

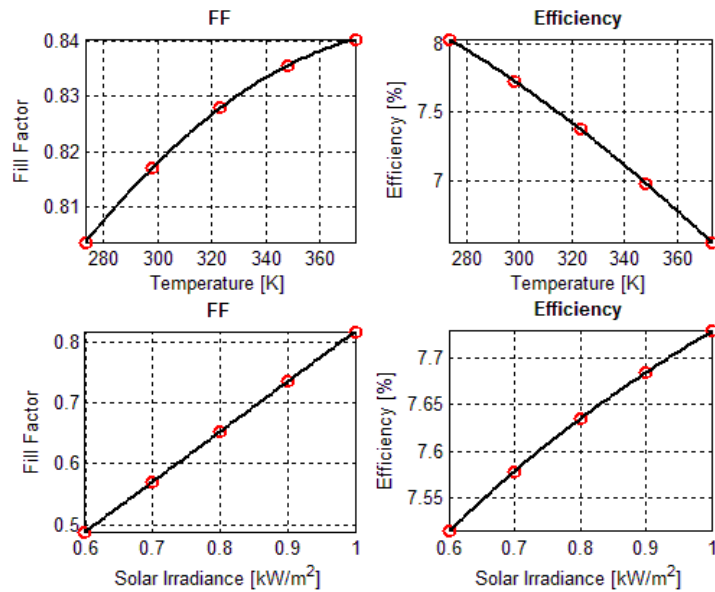


Figura 2.10. Andamento del fill factor FF e della efficienza η in funzione della temperatura T e della solar irradiance I_s .

Le grandezze I_{sc} , V_{oc} , FF e η rappresentano le caratteristiche più importanti per descrivere il comportamento di una cella solare e devono essere tutte definite per particolari condizioni di illuminazione: la condizione standard di test (STC, *Standard Test Condition*) per le celle solari prevede uno spettro AM1.5 con densità di potenza incidente pari a 1000 W/m^2 a temperatura di 25°C . Le caratteristiche di comportamento per i più comuni materiali di impiego per celle solari sono riportate in Tabella 2.1, nella quale è possibile notare che il materiale con densità di corrente $J_{sc} [\text{mA/cm}^2]$ maggiore tende ad avere minore V_{oc} come è possibile vedere in Figura 2.11. Questa è una conseguenza del materiale selezionato e in particolare del suo *energy gap*.

Tabella 2.1. Comportamento di alcuni tipi di celle fotovoltaiche [Green et al., 2001].

Cell Type	Area [cm^2]	V_{oc} [V]	J_{sc} [mA/cm^2]	FF	η [%]
Cristalline Si	4.0	0.706	42.2	82.8	24.7
Cristalline GaAs	3.9	1.022	28.2	87.1	25.1
Poly-Si	1.1	0.654	38.1	79.5	19.8
a-Si	1.0	0.887	19.4	74.1	12.7
CuInGaSe ₂	1.0	0.669	35.7	77.0	18.4
CdTe	1.1	0.848	25.9	74.5	16.4

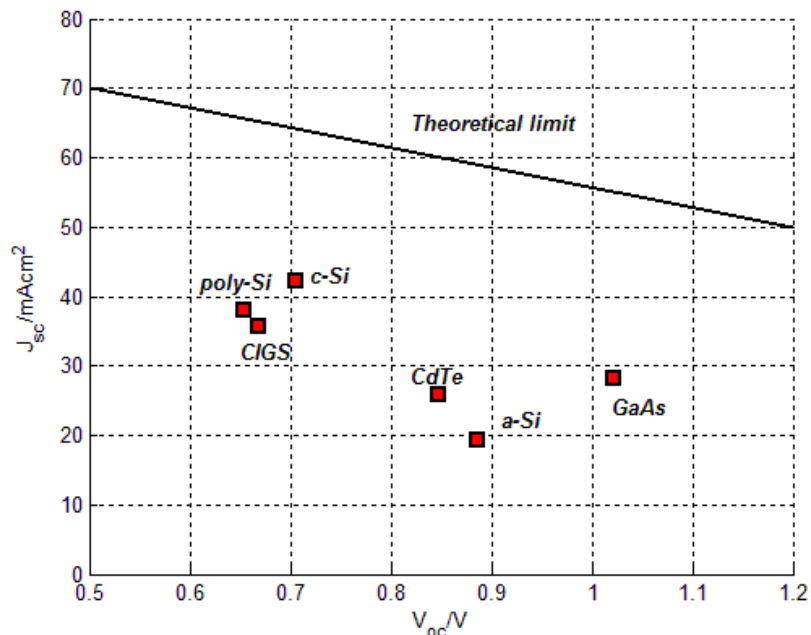


Figura 2.11. Grafico delle caratteristiche densità di corrente e tensione a circuito aperto J_{sc} - V_{oc} per i materiali riportati in Tabella 2.1.

I materiali semiconduttori caratterizzati da un basso valore dell'*energy gap* sono in grado di assorbire una porzione più ampia dello spettro della radiazione luminosa se confrontati con materiali ad elevato *energy gap*, poiché assorbono anche i fotoni con contenuto energetico più basso e quindi sono in grado di generare una corrente fotovoltaica maggiore. Se si considera nuovamente la relazione (2.6) si nota però come la V_{oc} dipenda inversamente dalla corrente di saturazione inversa I_s ; questa a sua volta è proporzionale all'*energy gap* ε_{gap} secondo la relazione (2.10).

$$I_s \propto \exp\left(-\frac{\varepsilon_{gap}}{kT}\right) \quad [A] \quad (2.10)$$

Quando ε_{gap} aumenta, I_s si riduce e la V_{oc} aumenta anch'essa. Di qui nascono due esigenze opposte: la necessità di disporre di materiali ad elevato *energy gap* allo scopo di massimizzare la tensione di circuito aperto contrasta con la necessità di impiegare materiali a basso *energy gap* in grado di generare elevate correnti di cortocircuito. Come è possibile notare da Figura 2.12 la curva di efficienza di conversione teorica in funzione dell'*energy gap* raggiunge il suo valore massimo in corrispondenza dell'arseniuro di gallio GaAs alle temperature indicate.

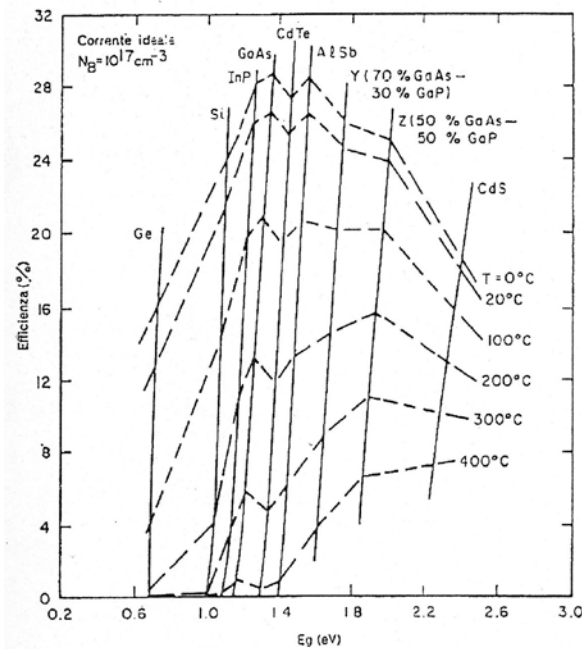


Figura 2.12. Efficienza di conversione teorica in funzione dell'*energy gap* per vari materiali semiconduttori a differenti temperature [3].

2.4.2 Modello a un diodo con resistenze parassite

Un modello intermedio più complicato rispetto al precedente e più aderente alla realtà fisica del fenomeno è quello che descrive una cella solare tramite un circuito elettrico equivalente costituito da un generatore di corrente in parallelo ad un diodo e con la presenza di una resistenza in parallelo detta resistenza di *shunt* R_{sh} e una in serie R_s come in Figura 2.13. Tali resistenze tendono a ridurre il *fill factor* e dunque l'efficienza di conversione della cella solare.

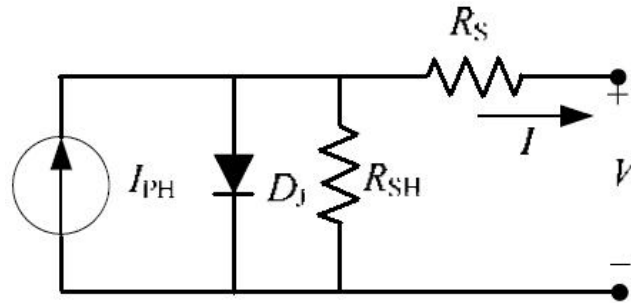


Figura 2.13. Circuito elettrico equivalente di una cella solare con resistenze parassite R_{sh} in parallelo e R_s in serie.

Quando vengono incluse le resistenze parassite l'equazione che descrive la relazione I-V varia secondo la legge (2.11):

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{kAT}(V + IR_s)\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad [\text{A}] \quad (2.11)$$

La resistenza di serie R_s tiene conto di tutte le perdite elettriche distribuite internamente al dispositivo e dipende principalmente:

- dalla resistenza del materiale semiconduttore;
- dalla profondità della giunzione;
- dalla concentrazione di impurezze;
- dalla resistenza di contatto all'interfaccia tra lo strato di semiconduttore ed il contatto del metallo ohmico;
- dalla resistenza della metallizzazione che costituisce i contatti ohmici.

La resistenza di *shunt* R_{sh} invece tiene conto di tutte le perdite elettriche distribuite parallelamente al dispositivo e dipende principalmente:

- da cortocircuiti superficiali ai bordi della cella;
- da difetti cristallini presenti nel materiale od insorti in seguito al processo di metallizzazione e taglio.

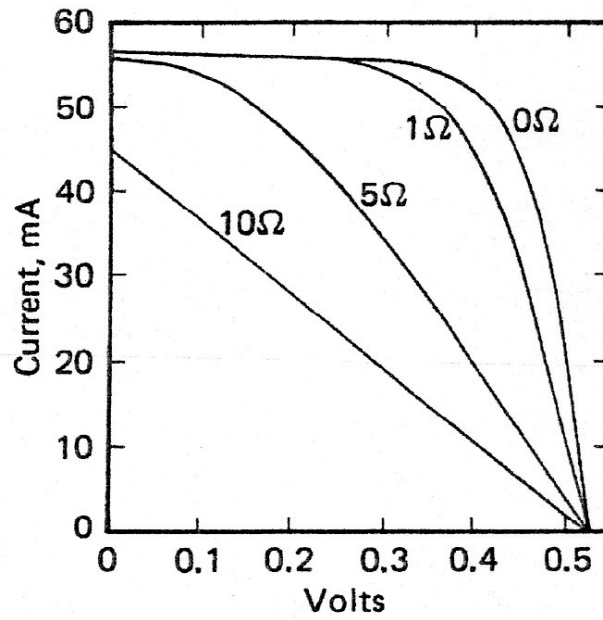
La relazione (2.11) è implicita e deve essere risolta numericamente sia per quanto riguarda la tensione per determinare V_{oc} sia per quanto riguarda il calcolo della corrente I . Utilizzando il metodo di Newton (2.12) si determinano ad ogni passo k le grandezze di interesse secondo le relazioni (2.13) e (2.14).

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad (2.12)$$

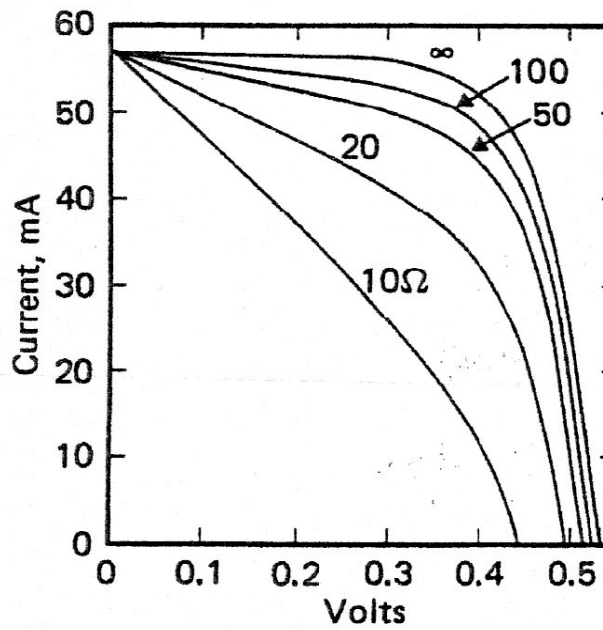
$$V_{oc}(k+1) = V_{oc}(k) - \frac{I_{ph} - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{kAT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}(k)}{R_{sh}}}{-\frac{1}{R_{sh}} - I_s \cdot \left[\frac{q}{kAT} \cdot \exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{kAT}\right) \right]} \quad (2.13)$$

$$I(k+1) = I(k) - \frac{I_{ph} - I(k) - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{kAT}(V + I(k)R_s)\right) - 1 \right] - \frac{V + I(k)R_s}{R_{sh}}}{-1 - \frac{R_s}{R_{sh}} - I_s \cdot \left[\frac{qR_s}{kAT} \cdot \exp\left(\frac{q}{kAT}(V + I(k)R_s)\right) \right]} \quad (2.14)$$

Si è deciso di condurre un'analisi di sensitività sulla caratteristica I-V e P-V al variare del valore delle resistenze R_s e R_{sh} in modo da avere una conferma della validità dei modelli numerici implementati, confrontando i risultati ottenuti numericamente con gli andamenti noti da letteratura. Gli effetti di R_s e R_{sh} sulla caratteristica I-V sono visibili in Figura 2.14. Come è possibile notare in Figura 2.14(a) la resistenza di serie non modifica il valore della tensione di circuito aperto ma peggiora notevolmente il *fill factor* e riduce la corrente di cortocircuito al di sotto del valore della corrente fotogenerata poiché determina una caduta di potenziale che favorisce il passaggio delle correnti di buio attraverso la giunzione. La resistenza di *shunt* R_{sh} invece riduce il valore della tensione di circuito aperto e peggiora il *fill factor*, mentre lascia invariato il valore della corrente di cortocircuito. Il suo effetto è trascurabile in condizione di elevata intensità solare ma diventa significativa per bassi livelli di insolazione e bassa temperatura. Per incrementare l'efficienza della cella bisogna fare in modo che R_s e R_{sh} siano rispettivamente la più piccola e la più grande possibile. Si noti, infine, come i risultati numerici ricavati ed esposti in Figura 2.15 e Figura 2.17 si accordino ragionevolmente con gli andamenti desunti da letteratura di Figura 2.14 a riprova della validità dei codici numerici sviluppati.



- a -



- b -

Figura 2.14. Caratteristica $I-V$ in funzione di: (a) resistenza di serie R_s ; (b) resistenza di shunt R_{sh} [2].

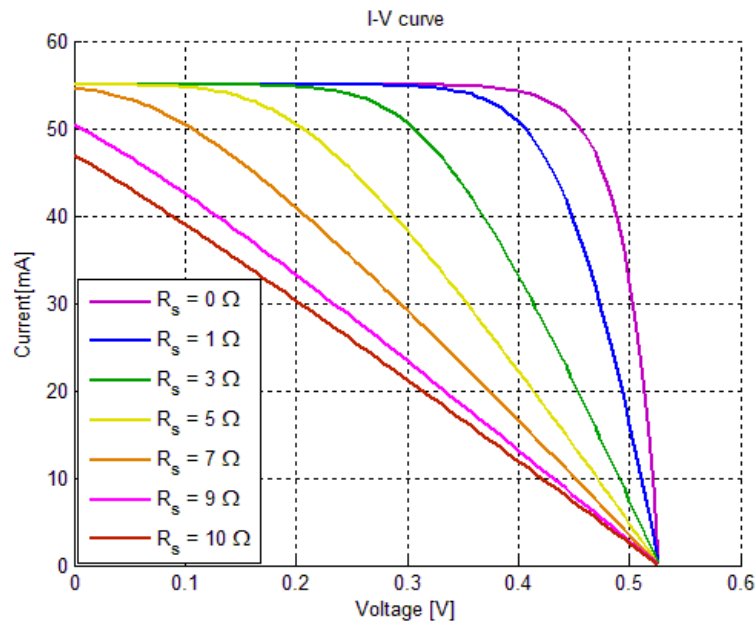


Figura 2.15. Caratteristica I - V in funzione della resistenza di serie R_s , sviluppata numericamente tramite metodo di Newton.

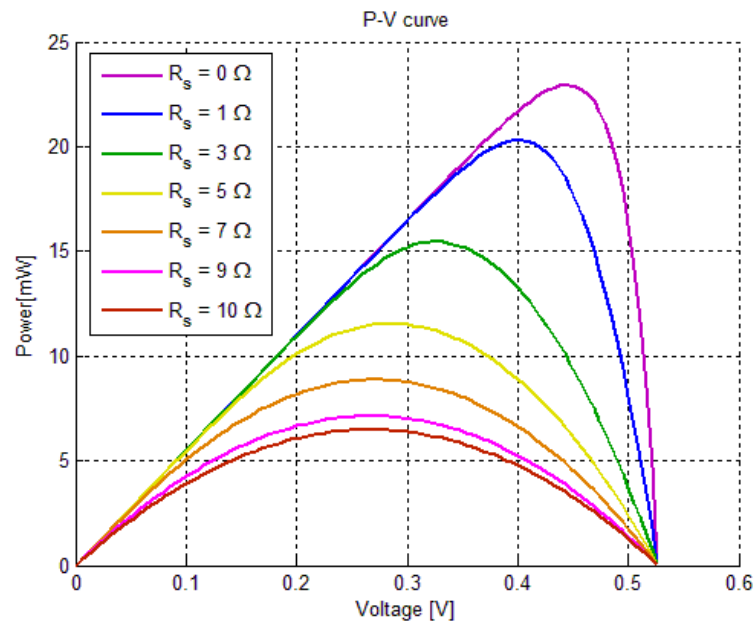


Figura 2.16. Caratteristica P - V in funzione della resistenza di serie R_s , sviluppata numericamente tramite metodo di Newton.

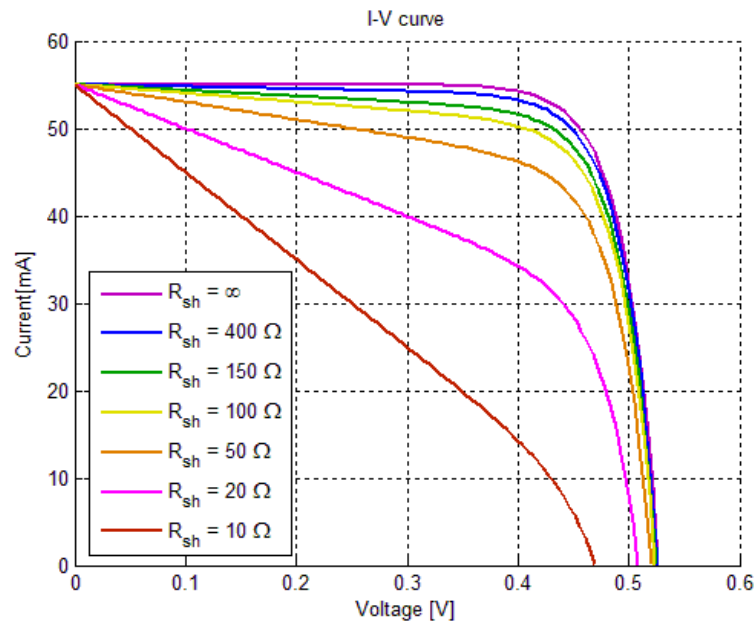


Figura 2.17. Caratteristica I - V in funzione della resistenza di *shunt* R_{sh} sviluppata numericamente tramite metodo di Newton.

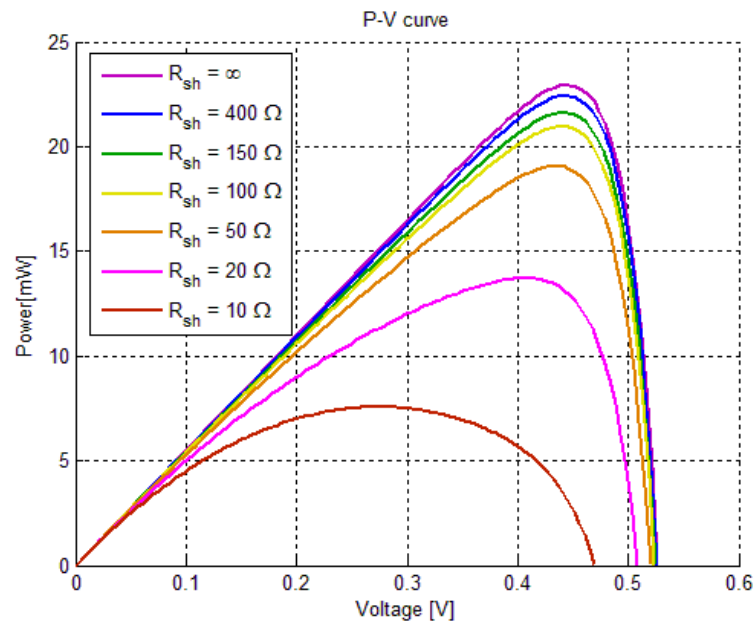


Figura 2.18. Caratteristica P - V in funzione della resistenza di *shunt* R_{sh} sviluppata numericamente tramite metodo di Newton.

2.4.3 Modello a tre diodi con resistenze parassite

Il modello più completo per la descrizione del comportamento elettrico di una cella solare reale è rappresentato dal TDM (*Triple Diode Model*), che è stato implementato numericamente per celle a varie giunzioni per avere la possibilità di correlare i dati sperimentali delle prove con un modello analitico di riferimento. Il circuito elettrico equivalente è costituito da un generatore di corrente in parallelo a tre diodi e con la presenza di resistenze parassite come è possibile notare in Figura 2.19.

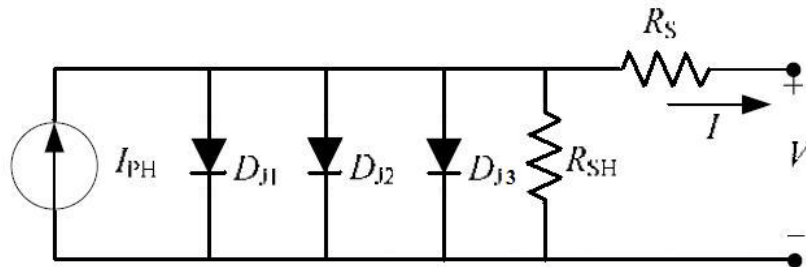


Figura 2.19. Circuito elettrico equivalente TDM a tre diodi di una cella solare con resistenze parassite R_{sh} in parallelo e R_s in serie.

In tale modello la corrente di buio è data quindi dalla somma di tre contributi: una corrente di diffusione, una corrente di ricombinazione nella regione di carica spaziale e una corrente di *tunneling*. La relazione I-V per tale modello è data dalla seguente equazione (2.15) dove con A_{act} e A_{tot} si indicano rispettivamente l'area attiva e l'area totale della cella:

$$I = I_{ph} - J_{d0} A_{act} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{kT}(V + IR_s)\right) - 1 \right] - J_{r0} A_{tot} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{2kT}(V + IR_s)\right) - 1 \right] + J_{t0} A_{tot} \cdot \left[\exp(B(V + IR_s)) \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.15)$$

Poiché anche in questo caso l'equazione risolutiva è implicita, si utilizza nuovamente il metodo di Newton (2.12) e si determinano ad ogni passo k le grandezze di interesse secondo le relazioni (2.16) e (2.17) come già fatto precedentemente. Da ultimo è possibile notare come sia immediato estendere le considerazioni fatte fino ad ora sulla singola cella per definire un modello generale completo di modulo fotovoltaico secondo [I], con N_s numero di celle disposte in serie e N_p numero di celle in parallelo, come è possibile vedere in Figura 2.20.

(2.16)

$$V_{oc}(k+1) = V_{oc}(k) - \frac{I_{ph} - I_{d0} \cdot \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{kAT}\right) - 1 \right] - I_{r0} \cdot \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{2kAT}\right) - 1 \right] - I_{r0} \cdot \left[\exp(BV_{oc}(k)) \right] - \frac{V_{oc}(k)}{R_{sh}}}{-1 - \frac{1}{R_{sh}} - I_{d0} \cdot \left[\frac{q}{kAT} \cdot \exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{kAT}\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[\frac{q}{2kAT} \cdot \exp\left(\frac{qV_{oc}(k)}{2kAT}\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[B \cdot \exp(BV_{oc}(k)) \right]}$$

(2.17)

$$I(k+1) = I(k) - \frac{I_{ph} - I(k) - I_{d0} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{kAT}(V + I(k)R_s)\right) - 1 \right] - I_{r0} \cdot \left[\exp\left(\frac{q}{2kAT}(V + I(k)R_s)\right) - 1 \right]}{-1 - \frac{R_s}{R_{sh}} - I_{d0} \cdot \left[\frac{qR_s}{kAT} \cdot \exp\left(\frac{q}{kAT}(V + I(k)R_s)\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[\frac{qR_s}{2kAT} \cdot \exp\left(\frac{q}{2kAT}(V + I(k)R_s)\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[BR_s \cdot \exp(B(V + I(k)R_s)) \right]} + \frac{-I_{r0} \cdot \left[\exp(B(V + I(k)R_s)) - 1 \right] - \frac{V + I(k)R_s}{R_{sh}}}{-1 - \frac{R_s}{R_{sh}} - I_{d0} \cdot \left[\frac{qR_s}{kAT} \cdot \exp\left(\frac{q}{kAT}(V + I(k)R_s)\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[\frac{qR_s}{2kAT} \cdot \exp\left(\frac{q}{2kAT}(V + I(k)R_s)\right) \right] - I_{r0} \cdot \left[BR_s \cdot \exp(B(V + I(k)R_s)) \right]}$$

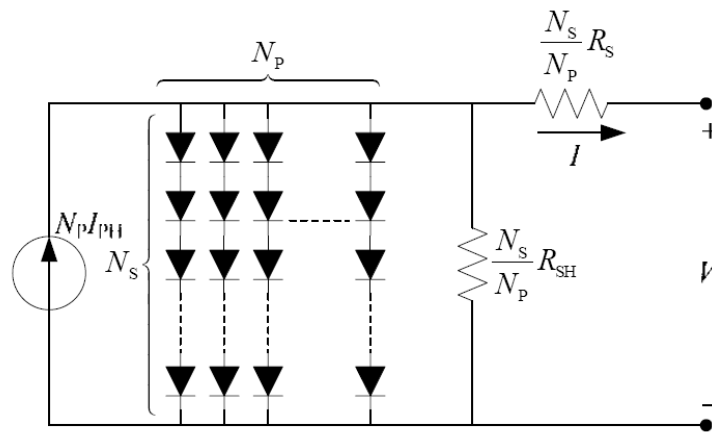


Figura 2.20. Modello generale di modulo fotovoltaico.

2.4.4 Confronto fra i tre modelli di circuito equivalente

I tre modelli teorici sopra esposti sono stati confrontati fra di loro e correlati con i dati sperimentali. Questo ha dato la possibilità di definire il modello più affidabile per descrivere il comportamento di una cella solare reale. Come è possibile notare in Figura 2.21, 2.22 e 2.23 il modello che meglio approssima l'andamento dei dati sperimentali è il *Triple Diode Model* mentre il modello a un diodo senza resistenze parassite è quello che sovrastima maggiormente le prestazioni della cella.

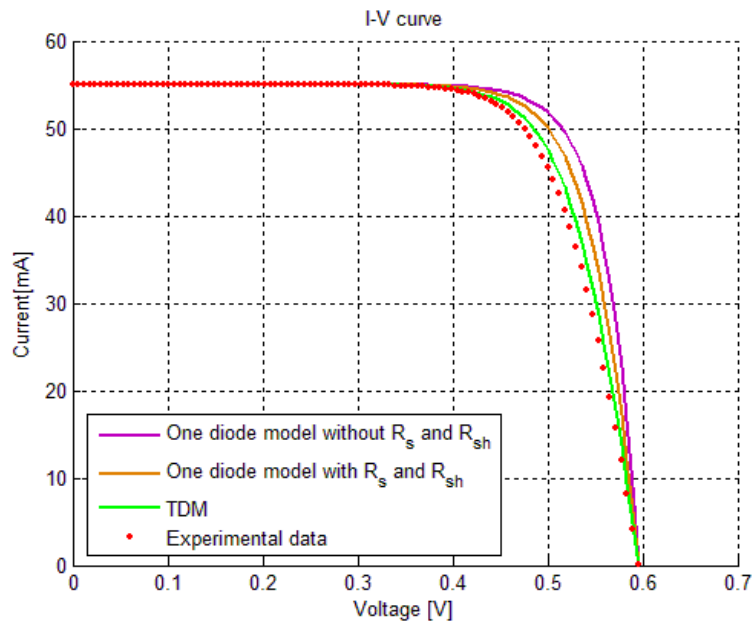


Figura 2.21. Confronto fra modelli teorici e dati sperimentali per la caratteristica $I-V$.

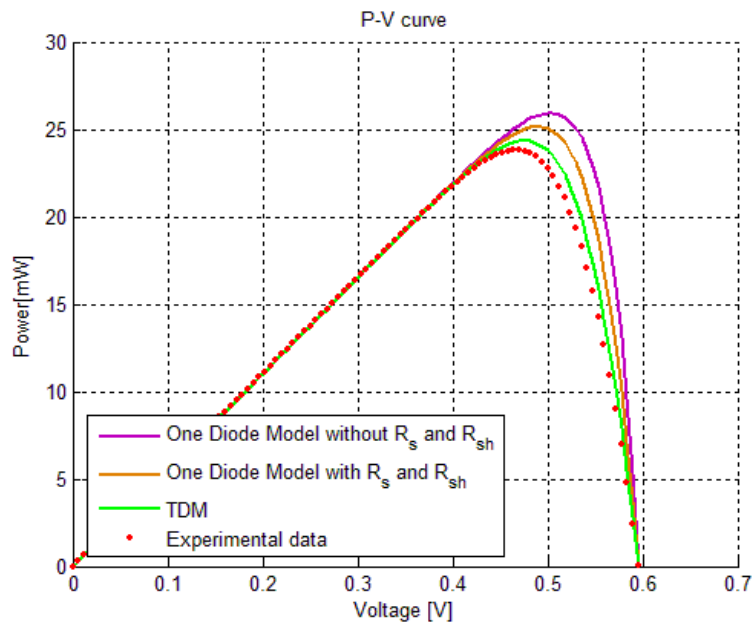


Figura 2.22. Confronto fra modelli teorici e dati sperimentali per la caratteristica $P-V$.

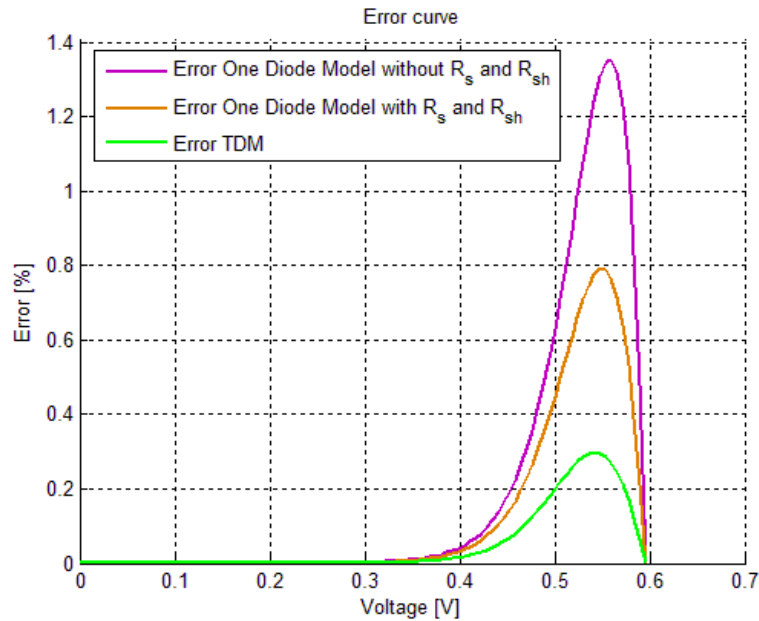


Figura 2.23. Confronto fra modelli teorici in base all'errore percentuale commesso rispetto ai dati sperimentali.

Il modello a un diodo con resistenze parassite in serie R_s e in parallelo R_{sh} approssima meglio il comportamento della cella rispetto al modello a un diodo senza resistenze ma sovrastima comunque i risultati rispetto al TDM. Nonostante ciò è un modello più semplice rispetto a quest'ultimo e generalmente preferito in letteratura per una più agevole descrizione preliminare della cella [2]. In Figura 2.23 si riporta l'andamento dell'errore commesso utilizzando i tre modelli per l'approssimazione dei dati sperimentali; è possibile vedere come l'errore massimo commesso sia rispettivamente dell'1.4%, dell'0.8% e dell'0.3% per crescente grado di precisione dei tre approcci sopra esposti. Si considera ingegneristicamente accettabile un errore inferiore all'1% e, come era prevedibile, questo porta ad escludere il primo e più semplice modello di cella.

2.4.5 Modello per il calcolo della corrente fotogenerata

Come già accennato precedentemente nel momento in cui è stato introdotto il modello più semplice di cella solare secondo la relazione (2.4), quando la cella viene esposta alla luce la sua caratteristica corrente-tensione mostra la comparsa del termine I_{ph} di corrente fotogenerata. In tutti i modelli (2.4), (2.11) e (2.15)

precedentemente esposti nulla si è però detto sulle relazioni analitiche che consentono di stimare il termine I_{ph} .

La corrente fotovoltaica generata dalla giunzione p-n illuminata può essere calcolata per via teorica secondo il modello proposto da H. J. Hovel [2], in cui la densità di corrente fotovoltaica J_{ph} viene calcolata secondo la relazione (2.18):

$$J_{ph} = q \int_0^{\infty} F(\lambda) S_{r_{ext}}(\lambda) d\lambda \quad [Am^{-2}] \quad (2.18)$$

Dove:

- $F(\lambda)$ è la densità di fotoni incidenti nell'unità di tempo, di superficie e lunghezza d'onda visibile in Figura 2.24 insieme al suo integrale;
- $S_{r_{ext}}(\lambda)$ è la risposta spettrale esterna;
- q è la carica dell'elettrone;

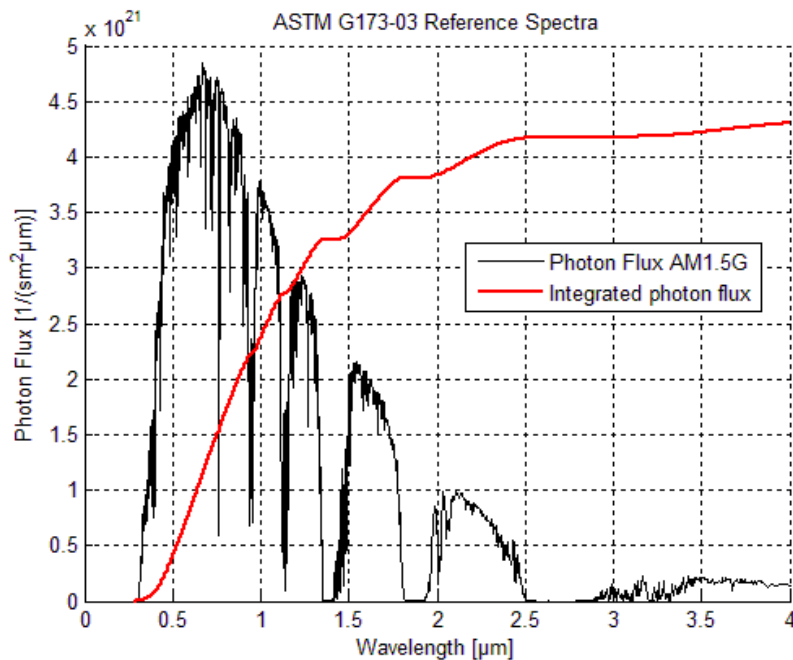


Figura 2.24. Andamento della densità $F(\lambda)$ di fotoni incidenti sulla superficie terrestre per spettro AM1.5G. In rosso è mostrato l'integrale della curva.

La risposta spettrale esterna è data a sua volta dall'espressione (2.19) congiuntamente alla (2.20):

$$S_{r_{ext}}(\lambda) = S_{r_{int}}(\lambda)[1 - R(\lambda)] \quad (2.19)$$

$$S_{r_{int}}(\lambda) = \frac{J_p(\lambda)}{qF(\lambda)(1 - R(\lambda))} + \frac{J_n(\lambda)}{qF(\lambda)(1 - R(\lambda))} + \frac{J_{dr}(\lambda)}{qF(\lambda)(1 - R(\lambda))} \quad (2.20)$$

Dove:

- $R(\lambda)$ rappresenta la perdita per riflessione in funzione della lunghezza d'onda;
- $J_p(\lambda)$ densità di corrente di elettroni raccolta dallo strato p della giunzione p-n;
- $J_n(\lambda)$ densità di corrente di lacune raccolta dallo strato n della giunzione p-n;
- $J_{dr}(\lambda)$ densità di corrente raccolta dalla *depletion region*;

Le relazioni seguenti (2.21), (2.22) e (2.23) consentono il calcolo rispettivamente di $J_p(\lambda)$, $J_n(\lambda)$ e $J_{dr}(\lambda)$:

$$J_p(\lambda) = \frac{qF(1-R)\alpha L_n}{(\alpha^2 L_n^2 - 1)} \left[\frac{\left(\frac{S_n L_n}{D_n} + \alpha L_n \right) e^{-\alpha x_j} \left(\frac{S_n L_n}{D_n} \cosh \frac{x_j}{L_n} + \sinh \frac{x_j}{L_n} \right) - \alpha L_n e^{-\alpha x_j}}{\frac{S_n L_n}{D_n} \sinh \frac{x_j}{L_n} + \cosh \frac{x_j}{L_n}} - \alpha L_n e^{-\alpha x_j} \right] \quad (2.21)$$

$$J_n(\lambda) = \frac{qF(1-R)\alpha L_p}{(\alpha^2 L_p^2 - 1)} e^{-\alpha(x_j+w)} \left[\alpha L_p - \frac{\frac{S_p L_p}{D_p} \left(\cosh \frac{H'}{L_p} - e^{-\alpha H'} \right) + \sinh \frac{H'}{L_p} + \alpha L_p e^{-\alpha H'}}{\frac{S_p L_p}{D_p} \sinh \frac{H'}{L_p} + \cosh \frac{H'}{L_p}} \right] \quad (2.22)$$

$$J_{dr}(\lambda) = qF(1-R)e^{-\alpha x_j} [1 - e^{-\alpha w}] \quad (2.23)$$

In Figura 2.25 si riportano i risultati simulati numericamente per valori tipici desunti da letteratura per una cella a singola giunzione in GaAs. È possibile notare l'andamento di $S_{r_{ext}}(\lambda)$ e dei suoi contributi. In Figura 2.26 è invece mostrata la densità cumulativa di corrente fotogenerata J_{ph} calcolata secondo la relazione (2.18).

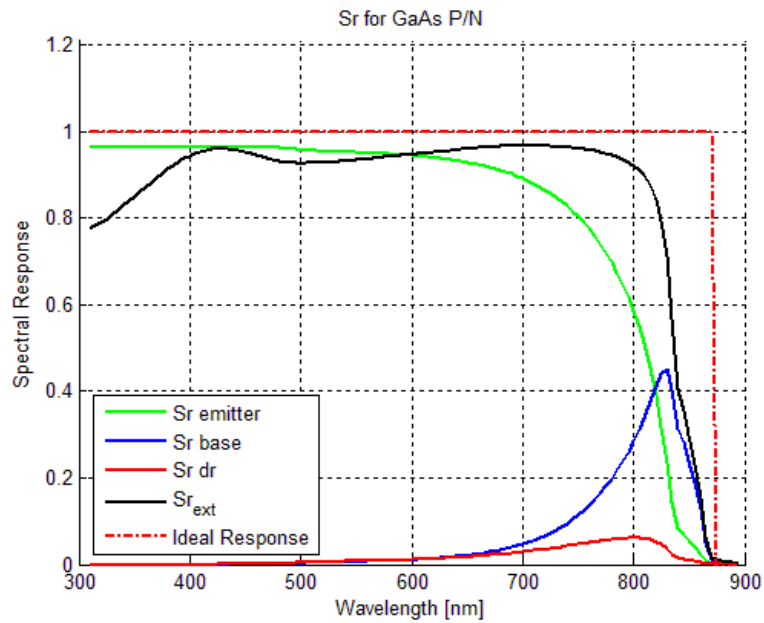


Figura 2.25. Andamento di $Sr_{ext}(\lambda)$ e dei suoi contributi per una cella a singola giunzione p-n in GaAs. Si riporta inoltre anche l'andamento della risposta spettrale ideale.

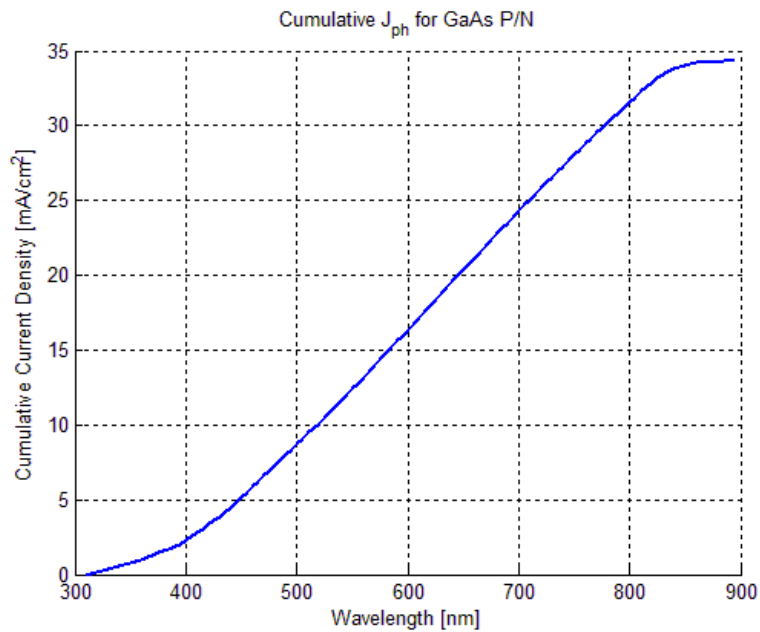


Figura 2.26. Densità di corrente cumulativa fotogenerata calcolata secondo (2.18) per una cella p-n a singola giunzione in GaAs.

Nelle relazioni (2.21), (2.22) e (2.23) $\alpha(\lambda)$ rappresenta il coefficiente di assorbimento del semiconduttore in funzione della lunghezza d'onda, il cui andamento per il GaAs è visibile in Figura 2.27. L , S e D invece rappresentano rispettivamente la lunghezza di diffusione dei portatori [μm], la velocità di ricombinazione superficiale [cm s^{-1}] e il coefficiente di diffusione [cm^2s^{-1}] per i due strati p e n; x_j , w e H' rappresentano lo spessore della regione neutra dello strato p, lo spessore della *depletion region* e quello della regione neutra dello strato n.

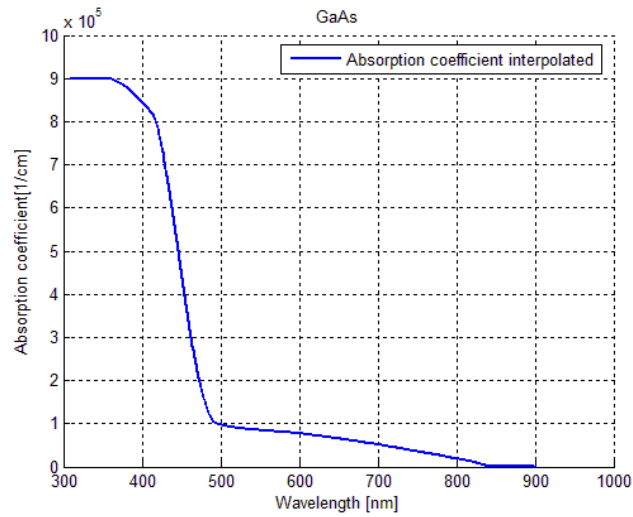


Figura 2.27. Andamento del coefficiente di assorbimento per il GaAs in funzione di λ .

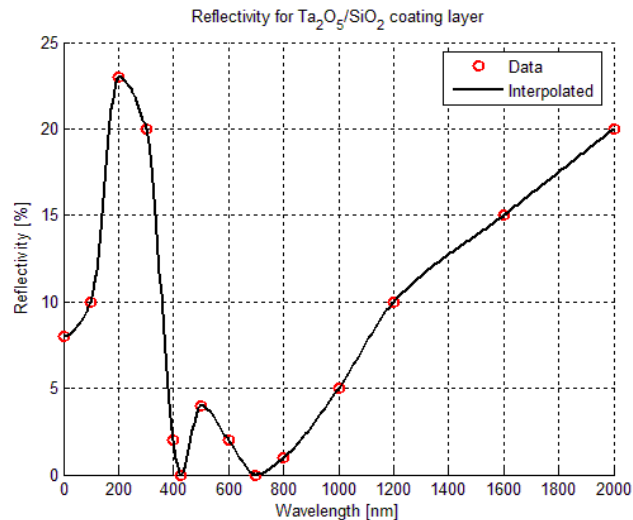


Figura 2.28. Andamento di $R(\lambda)$ per un *coating* in ossido di tantalio su GaAs.

2.5 Fattori limitanti

L'efficienza di conversione di una cella solare è tuttavia limitata dalla presenza di diversi fattori, il più determinante dei quali è dovuto al fatto che i fotoni con energia inferiore a quella dell'*energy gap* non possono generare coppie di portatori. Ciò significa che il semiconduttore è in grado di assorbire solo una parte dello spettro della radiazione solare incidente. L'efficienza di conversione dipende dunque dai seguenti fattori, i più importanti dei quali saranno discussi nel seguito:

- Proprietà ottiche e di trasporto del materiale semiconduttore come *energy gap*, mobilità, tempi vita e lunghezze di diffusione dei portatori;
- Struttura del dispositivo come spessore e drogaggio degli strati;
- Effetti di ricombinazione;
- Resistenze parassite;
- Livello di insolazione;
- Distribuzione spettrale;
- Temperatura operativa;
- Effetti dovuti alla radiazione dell'ambiente spaziale;
- Contatti e configurazione della griglia metallica;
- Proprietà dello strato di materiale anti-riflettente;

2.5.1 Rateo di generazione di coppie elettrone-lacuna

Quando una luce di lunghezza d'onda λ incide sulla superficie di un semiconduttore, il rateo di generazione delle coppie elettrone-lacuna non è uniforme ma mostra una dipendenza dalla lunghezza d'onda λ e dalla distanza x , valutata a partire dalla superficie della cella solare, secondo la relazione (2.24) ricavata da [2]:

$$G(\lambda, x) = \alpha(\lambda)F(\lambda)[1 - R(\lambda)]\exp(-\alpha(\lambda)x) \quad [\text{cm}^{-3}\text{s}^{-1}\text{nm}^{-1}] \quad (2.24)$$

L'andamento di $G(\lambda, x)$ per il GaAs è stato ricavato eseguendo delle analisi di sensitività su λ e x ed è mostrato in Figura 2.29 e Figura 2.30. È possibile notare come il rateo di generazione diminuisca all'aumentare della distanza x a partire dalla superficie del semiconduttore e tenda ad aumentare alle lunghezze d'onda superiori. Quando la cella solare è illuminata, i fotoni con energia superiore all'*energy gap* sono dunque assorbiti dal materiale semiconduttore e generano coppie elettrone-lacuna secondo (2.24), ma di fatto l'assorbimento è confinato nei primissimi strati del materiale semiconduttore stesso.

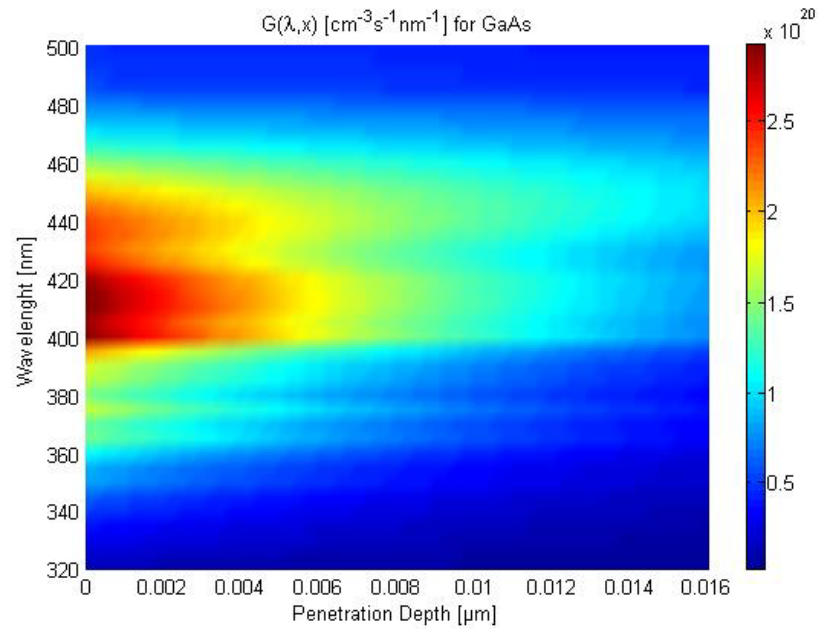


Figura 2.29. Andamento del rateo di generazione G delle coppie elettrone-lacuna per GaAs in funzione della lunghezza d'onda λ e della distanza x a partire dalla superficie della cella.

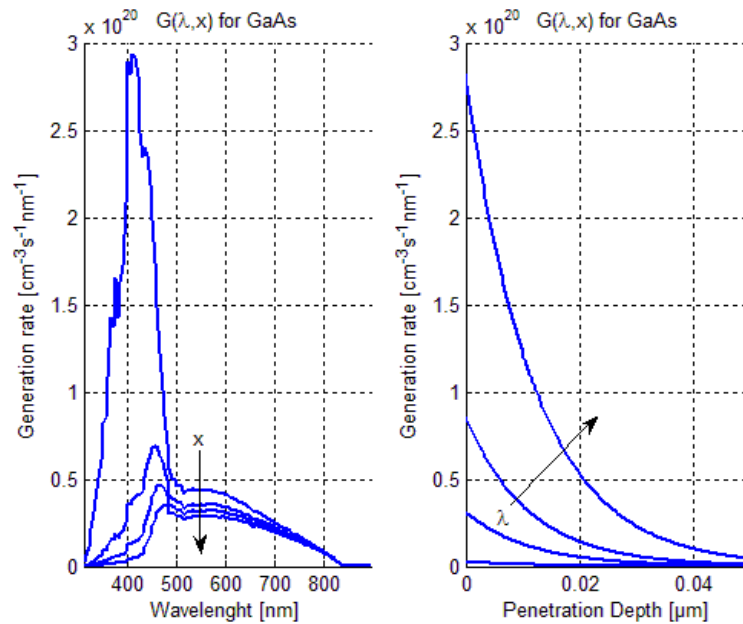


Figura 2.30. Analisi di sensitività svolta per G rispettivamente in funzione di x e λ .

2.5.2 Effetti della temperatura

La massima efficienza di conversione di una cella solare dipende dalla temperatura operativa della cella in quanto molti dei parametri alla base del funzionamento del dispositivo fotovoltaico mostrano una dipendenza dalla temperatura.

2.5.2.1 Dipendenza dell'energy gap dalla temperatura e dalla concentrazione di drogante

L'energy gap dipende dalla temperatura in maniera monotona decrescente. Ad un incremento di temperatura corrisponde un incremento del moto di agitazione degli atomi rispetto alla loro posizione di equilibrio nel reticolo cristallino e quindi un aumento della distanza interatomica media. Gli elettroni vedono perciò un potenziale minore grazie al quale le energie permesse assumono valori più bassi. La dipendenza dell'energy gap dalla temperatura è legata al tipo di materiale semiconduttore attraverso opportuni coefficienti sperimentali secondo la relazione (2.25) per i materiali semiconduttori di Tabella 2.2 e la relazione (2.26) per i materiali semiconduttori di Tabella 2.3. In Figura 2.31 è possibile notare come per tutti i materiali selezionati si abbia abbassamento dell'energy gap in funzione di T .

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{AT^2}{T+B} \quad [\text{eV}] \quad (2.25)$$

Tabella 2.2. Parametri sperimentali per il calcolo dell'energy gap secondo la relazione (2.25).

Type	$E_g(0)$ [eV]	A [eV/K]	B [K]	$E_g(300)$ [eV]
GaAs	1.5190	0.5404e-3	204	1.4220
InGaAs	1.4570	0.5405e-3	204	1.3610
AlGaAs	2.4750	0.7880e-3	204	2.3570
Ge	0.7440	0.4770e-3	204	0.6630

$$E_g(T) = E_g(300) - A(T - B) \quad [\text{eV}] \quad (2.26)$$

Tabella 2.3. Parametri sperimentali per il calcolo dell'energy gap secondo la relazione (2.26).

Type	$E_g(300)$ [eV]	A [eV/K]	B [K]
AlInP	2.5720	0.4800e-3	300
InGaP ₂ disorderly	1.8800	0.4800e-3	300
InGaP ₂ orderly	1.8350	0.4800e-3	300
AlInGaP	2.2090	0.4800e-3	300

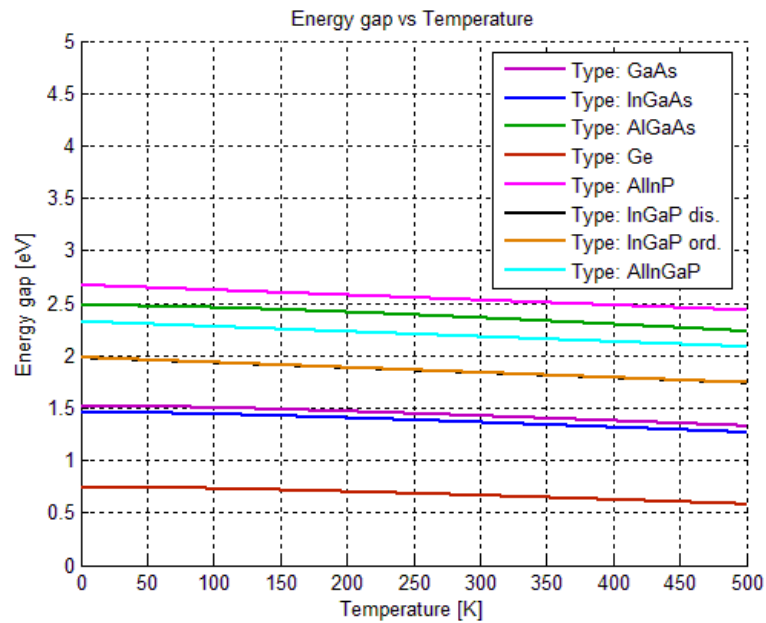


Figura 2.31. Andamento dell'energy gap in funzione della temperatura per vari materiali semiconduttori riportati in Tabella 2.2 e Tabella 2.3.

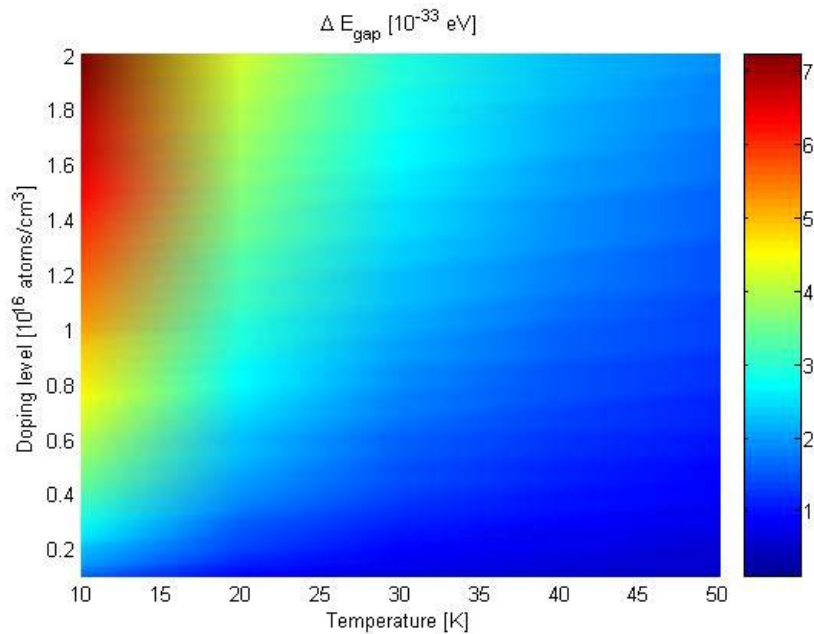


Figura 2.32. Andamento della riduzione di energy gap in funzione della temperatura e della concentrazione di drogante per GaAs.

Anche il livello di concentrazione di drogante influenza l'ampiezza dell'*energy gap*. Come possibile notare in Figura 2.32 un'elevata concentrazione di atomi droganti di specie atomica diversa presenti nel semiconduttore può ridurre l'*energy gap* di una quantità espressa secondo la relazione (2.27).

$$\Delta E_g(N) = \frac{3q^2}{16\pi\epsilon_s} \sqrt{\frac{N}{\epsilon_s kT}} \quad [\text{eV}] \quad (2.27)$$

Dove con N si indica la concentrazione di drogante ed ϵ_s la costante dielettrica del materiale semiconduttore.

2.5.2.2 Dipendenza della mobilità dalla temperatura e dalla concentrazione di drogante

Anche la mobilità degli elettroni e delle lacune del materiale semiconduttore mostra una dipendenza dalla temperatura. Tale dipendenza è espressa dalla regola di *Matthiessen* secondo la relazione (2.28). L'effetto complessivo è in realtà dato dalla combinazione di due meccanismi di *scattering*. A temperature relativamente alte il principale effetto di *scattering* dei portatori di carica è il moto di agitazione termica degli atomi del reticolo (*scattering* termico o reticolare); tale processo è tanto più importante quanto maggiore è la temperatura del materiale. Il secondo meccanismo è lo *scattering* dovuto ad impurezze cariche, quali ad esempio donatori o accettori ionizzati: il campo elettrico delle impurezze cariche causa delle deflessioni nelle traiettorie dei portatori in moto. Tale effetto diviene il meccanismo limitante principale della mobilità a bassa temperatura o in presenza di elevate concentrazioni di drogante.

$$\mu = \left(\frac{1}{\mu_{ph}} + \frac{1}{\mu_i} \right)^{-1} \quad [\text{cm}^2/\text{Vs}] \quad (2.28)$$

Dove:

- μ_{ph} è la mobilità in presenza di solo *scattering* termico;
- μ_i è la mobilità in presenza del solo *scattering* da impurezze;

Per il GaAs la mobilità delle lacune è espressa dalla relazione (2.28) sostituendo a μ_{ph} e μ_i rispettivamente le relazioni (2.29) e (2.30).

$$\mu_{ph} = 400 \left(\frac{300}{T} \right)^{2.3} \quad [\text{cm}^2/\text{Vs}] \quad (2.29)$$

$$\mu_i = \frac{2.5 \cdot 10^{20}}{N} \left(\frac{T}{300} \right)^{\frac{3}{2}} \quad [\text{cm}^2/\text{Vs}] \quad (2.30)$$

In Figura 2.33 viene mostrato l'andamento della mobilità delle lacune per il GaAs in funzione della temperatura e della concentrazione di drogante N . A bassa temperatura domina l'effetto di *scattering* da impurezze elettricamente cariche ed il valore della mobilità mostra la sua dipendenza dalla concentrazione di drogante: all'aumentare di N la mobilità si riduce. Al crescere della temperatura, invece, la mobilità delle lacune è limitata dallo *scattering* termico e le curve convergono asintoticamente alla curva descritta dalla relazione (2.29).

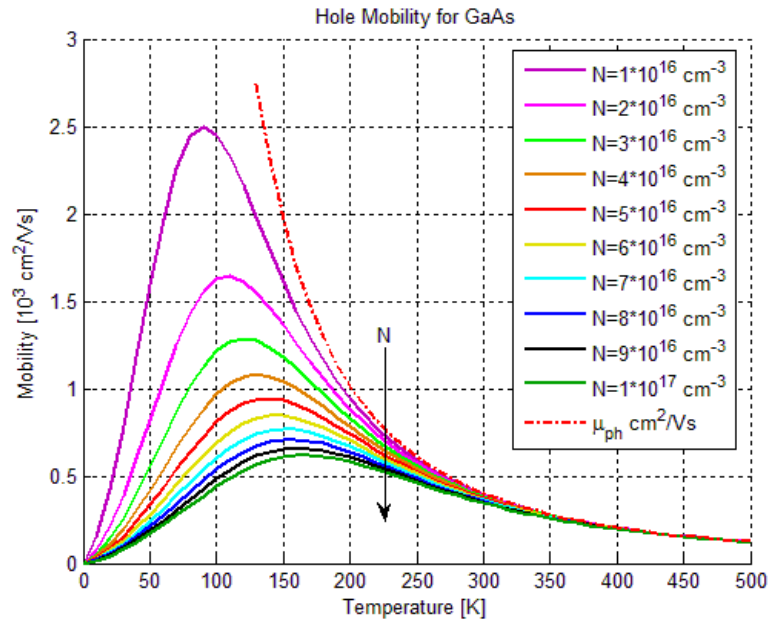


Figura 2.33. Mobilità delle lacune per GaAs in funzione della temperatura al variare della concentrazione N di drogante.

Il comportamento della mobilità degli elettroni è simile a quello delle lacune. Come è possibile notare in Figura 2.33, all'aumentare della concentrazione di drogante la curva tende ad appiattirsi e la mobilità a perdere la sua dipendenza dalla

temperatura divenendo costante. Nelle strutture p-n, lo strato *emitter* presenta un livello di drogaggio molto elevato e questo consente, in prima approssimazione, di trascurare la dipendenza della mobilità degli elettroni dalla temperatura. La relazione che consente invece di esprimere l'andamento della mobilità degli elettroni in funzione della concentrazione di drogante è data dalla relazione sperimentale (2.31) e mostrata in Figura 2.34.

$$\mu = -555.8 \ln(N) + 27114.8 \quad [\text{cm}^2/\text{Vs}] \quad (2.31)$$

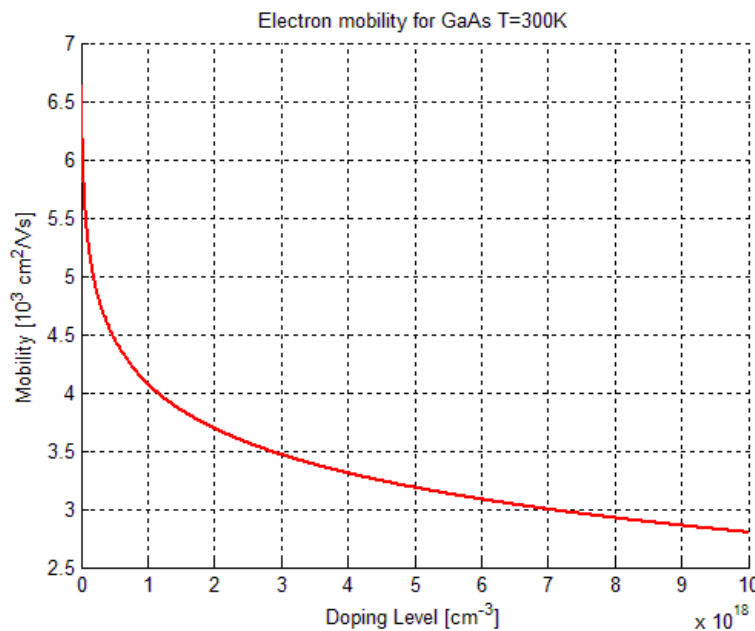


Figura 2.34. Mobilità degli elettroni per GaAs in funzione della concentrazione N di drogante.

2.5.3 Effetti dell'ARC (*Anti-Reflection Coating*)

La luce incidente sulla superficie di una cella solare viene parzialmente riflessa: la parte restante viene o assorbita o trasmessa dal materiale semiconduttore. È ovviamente necessario minimizzare la riflessione della luce incidente in modo da non deteriorare le prestazioni della cella. Per ottenere tale risultato si ricorre ad un *coating* di materiale antiriflettente che ha il compito di incrementare la quantità di luce assorbita dal semiconduttore. Se si considera il *coating* di materiale antiriflettente come uno strato sottile di materiale dielettrico con indice di rifrazione

n_1 posto fra il materiale semiconduttore di indice n_s e lo spazio libero con indice n_0 , la curva di riflessione $R(\lambda)$ del *coating* è data dalla relazione (2.32) congiuntamente alla relazione (2.33) [Macleod, 2001]:

$$R(\lambda) = \frac{(n_0 - n_s)^2 + (n_0 n_s / n_1 - n_1)^2 \tan^2 \delta_1}{(n_0 + n_s)^2 + (n_0 n_s / n_1 + n_1)^2 \tan^2 \delta_1} \quad (2.32)$$

$$\delta_1 = \frac{2\pi n_1 d_1 \cos \theta_1}{\lambda} \quad [\text{rad}] \quad (2.33)$$

Dove:

- θ_1 è l'angolo compreso fra il raggio luminoso e la normale alla superficie;
- d_1 è lo spessore del film di materiale antiriflettente;

$R(\lambda)$ ha il suo minimo valore quando $\delta_1 = \frac{\pi}{2}$. Inoltre tenderà a zero qualora valga:

$$n_1 = \sqrt{n_0 n_s} \quad (2.34)$$

Questo implica che ricoprendo il materiale semiconduttore con uno strato sottile di un mezzo con indice di rifrazione pari a $\sqrt{n_s}$, è possibile ridurre $R(\lambda)$ a zero per una determinata lunghezza d'onda λ_0 . Tale lunghezza d'onda dovrebbe essere scelta in modo da giacere a metà dell'intervallo di lunghezze d'onda che possono essere utilmente assorbite dal materiale semiconduttore e questo determina lo spessore dello strato AR. Ciò implica tuttavia il fatto che un *coating* AR ottimizzato per una selezionata lunghezza d'onda potrebbe essere altamente riflettente ad altre lunghezze d'onda. Inoltre $R(\lambda)$ dipende dall'angolo di incidenza del raggio luminoso e aumenta all'aumentare di quest'ultimo. In Figura 2.35 è possibile notare l'andamento di $R(\lambda)$ in funzione di λ e θ_1 per un *coating* in ossido di tantalio su GaAs. In Figura 2.36 è mostrato l'andamento di $R(\lambda)$ in funzione della lunghezza d'onda a differenti angoli di incidenza e in funzione dell'angolo di incidenza a differenti lunghezze d'onda: si noti in particolare come il minimo della funzione si sposti alle lunghezze d'onda minori all'aumentare dell'angolo di incidenza.

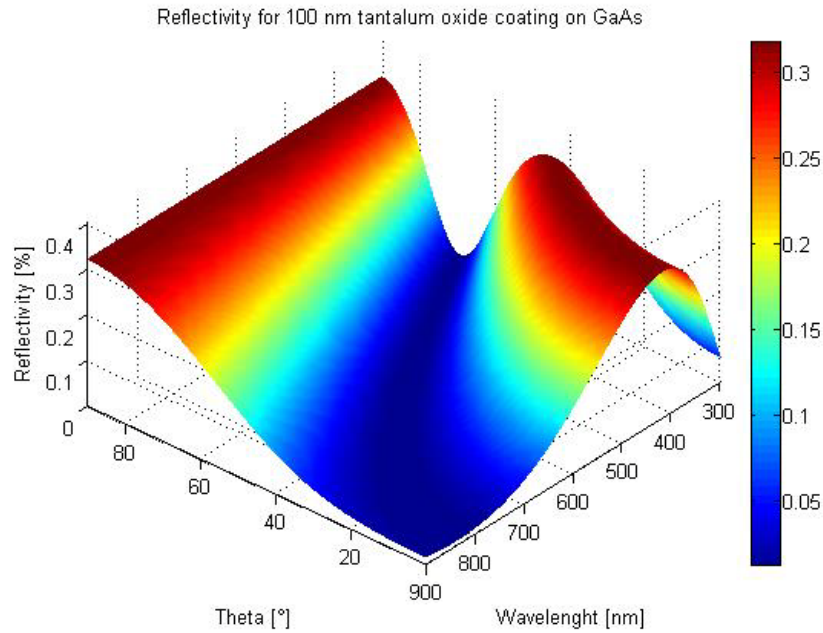


Figura 2.35. Andamento di $R(\lambda)$ ricavato numericamente in funzione di λ e θ_i per un coating in ossido di tantalio di spessore 100 nm su GaAs come semiconduttore.

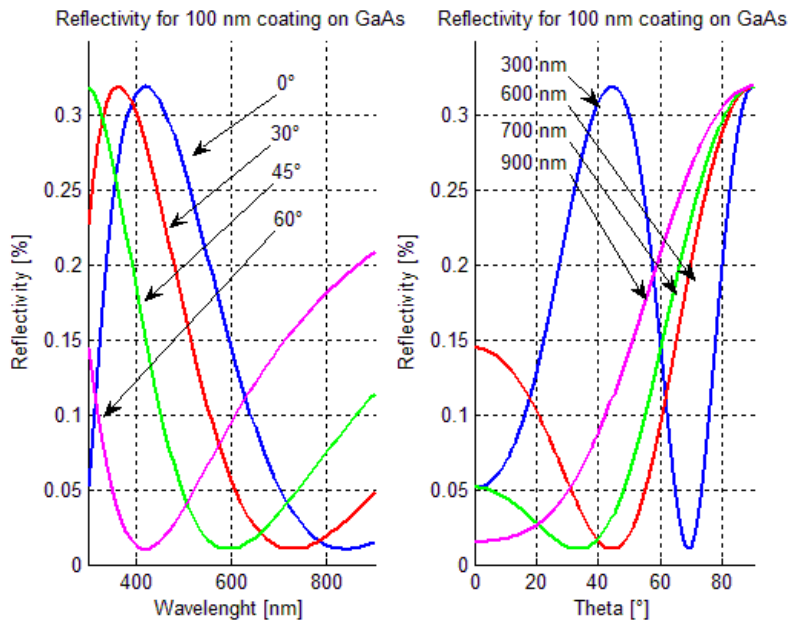


Figura 2.36. Andamento di $R(\lambda)$ in funzione di λ per differenti valori di θ_i e in funzione di θ_i a differenti valori di λ .

2.5.4 Effetti della radiazione

La celle solari destinate ad uso spaziale sono soggette a radiazioni che potrebbero danneggiare il dispositivo e comprometterne le prestazioni elettriche. Le principali cause di degrado dovute all'ambiente spaziale sono essenzialmente costituite dalle particelle ad alta energia (protoni ed elettroni) che si trovano intrappolate nelle fasce di Van Allen e dalle radiazioni cosmiche prodotte dai brillamenti solari (*solar flares*). Nella progettazione di un sistema spaziale è dunque fondamentale poter prevedere, in funzione dell'orbita, il tempo durante il quale la cella solare sarà in grado di fornire la potenza elettrica necessaria allo svolgimento della missione; poiché non è possibile schermare in modo completo la cella solare dall'effetto della radiazione spaziale, è necessario ricorrere a dei compromessi tra le soluzioni che garantiscono le prestazioni migliori a inizio vita e quelle che offrono una migliore resistenza alla radiazione e quindi un degrado minore nel tempo. I principali tipi di danno da radiazione nelle celle solari sono dovuti soprattutto a fenomeni di ionizzazione e dislocazione degli atomi. Il principale effetto della ionizzazione è la riduzione del coefficiente di trasmissione luminosa della cella e la nascita in quest'ultima di correnti di dispersione. La dislocazione atomica è invece provocata dalla collisione di particelle con il reticolo cristallino: gli atomi spostati dalla loro posizione nel reticolo comportano difetti e imperfezioni che producono significativi cambiamenti nell'equilibrio delle concentrazioni, dei tempi di vita e della lunghezza di diffusione dei portatori minoritari, aumentandone la velocità di ricombinazione. Il tempo di vita dei portatori dipende dal flusso di elettroni incidenti secondo la relazione (2.35), dove τ_0 è il tempo di vita prima dell'irraggiamento e K_τ è un coefficiente di danno. Il danno da dislocazione dovuto alla radiazione può essere espresso anche in termini di lunghezza di diffusione dei portatori minoritari secondo la relazione (2.36), dove L è la lunghezza di diffusione finale, L_0 la lunghezza di diffusione iniziale e K_L è un coefficiente di danno relativo alla lunghezza di diffusione. Con Φ si indica il flusso di particelle.

$$\tau^{-1} = \tau_0^{-1} + K_\tau \cdot \Phi \quad [\text{s}^{-1}] \quad (2.35)$$

$$L^{-2} = L_0^{-2} + K_L \cdot \Phi \quad [\text{m}^{-2}] \quad (2.36)$$

Data la molteplicità di energie possedute da elettroni e protoni nell'ambiente spaziale, è necessario introdurre la nozione di danno equivalente per poter confrontare i dati relativi a esposizioni a radiazioni di diversa natura ed energia. Si utilizza come riferimento il danno provocato da elettroni a 1 MeV.

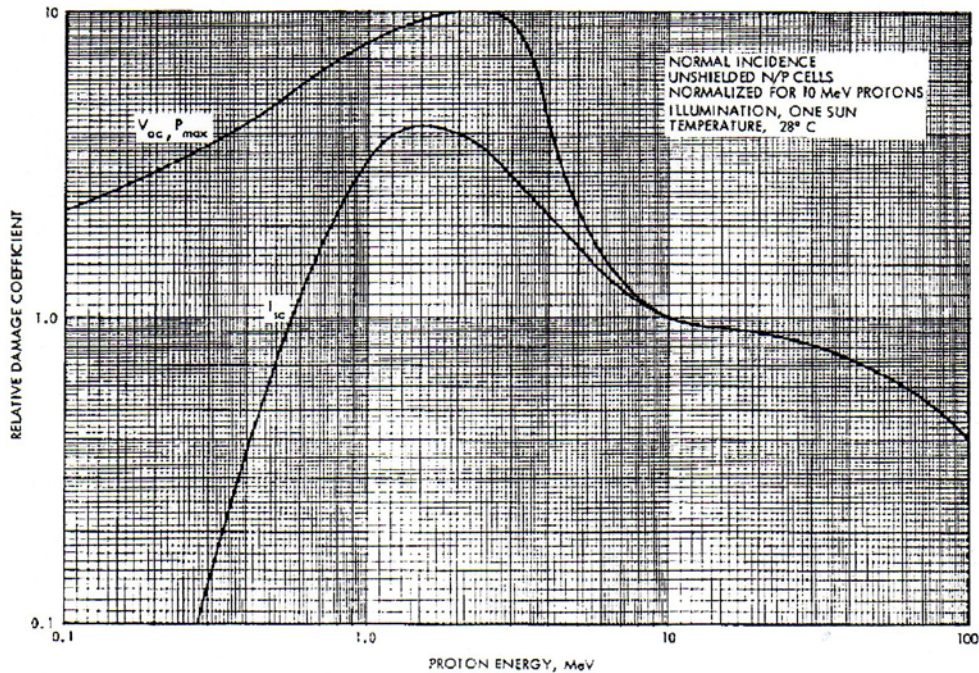


Figura 2.37. Coefficiente di danno relativo in funzione dell'energia di un protone [8].

2.5.5 Effetti della ricombinazione

È importante ricordare che non tutte le coppie elettrone-lacuna fotogenerate vengono raccolte dal campo della giunzione e inviate al carico esterno: lungo il percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinare fra loro prima di essere separate. La ricombinazione dei portatori fotogenerati degrada le prestazioni elettriche della cella solare e deve dunque essere minimizzata. La ricombinazione dipende principalmente dal contributo di due meccanismi: nella ricombinazione radiativa, durante il passaggio di un elettrone dalla banda di conduzione a quella di valenza, viene emesso un fotone con energia pari a quella del *gap*; è il processo inverso dell'assorbimento. Nella ricombinazione attraverso centri profondi (Shockley-Read-Hall), le impurezze e i difetti nella struttura cristallina del materiale semiconduttore generano stati energetici permessi all'interno della banda proibita e i livelli energetici associati a tali difetti (detti centri profondi) attivano un processo di ricombinazione *multi step* in cui gli elettroni passano dalla banda di conduzione al livello intermedio dei centri profondi e da questo alla banda di valenza dove la corrispondente lacuna viene annichilita.

2.5.6 Velocità di ricombinazione superficiale

In prossimità della superficie frontale la struttura cristallina del semiconduttore presenta dei difetti attraverso i quali i portatori fotogenerati possono ricombinare prima di essere raccolti dal campo elettrico della giunzione. All'aumentare di tali difetti aumenta la velocità con cui i portatori ricombinano in prossimità della superficie del semiconduttore. La velocità di ricombinazione superficiale influenza fortemente la risposta spettrale e ha in particolare un cospicuo effetto sui portatori generati appena sotto la superficie del semiconduttore. Tale effetto è chiaramente visibile in Figura 2.38 nella quale è possibile infatti notare come al crescere della velocità di ricombinazione superficiale S la risposta spettrale degradi.

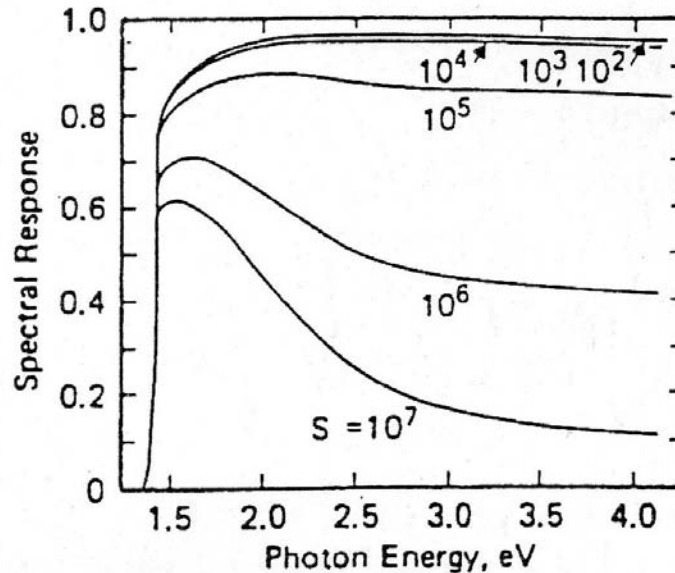


Figura 2.38. Risposta spettrale di una cella al GaAs per differenti valori di S [cm/s] [2].

2.5.7 Distribuzione non uniforme di illuminazione sulla cella

Altro effetto di cui è necessario tenere conto, in particolare nei sistemi a concentrazione, è il profilo di illuminazione non uniforme sulla cella. Questo si traduce in un decadimento delle prestazioni della cella stessa anche a causa di una conseguente distribuzione non uniforme di temperatura. In Figura 2.39 è mostrato l'andamento gaussiano di illuminazione per una cella in concentrazione mentre in Figura 2.40 la relativa caratteristica I-V paragonata a quella che si otterrebbe per illuminazione costante: si noti in particolare la riduzione conseguente del *fill factor*, della tensione di circuito aperto e della corrente di cortocircuito.

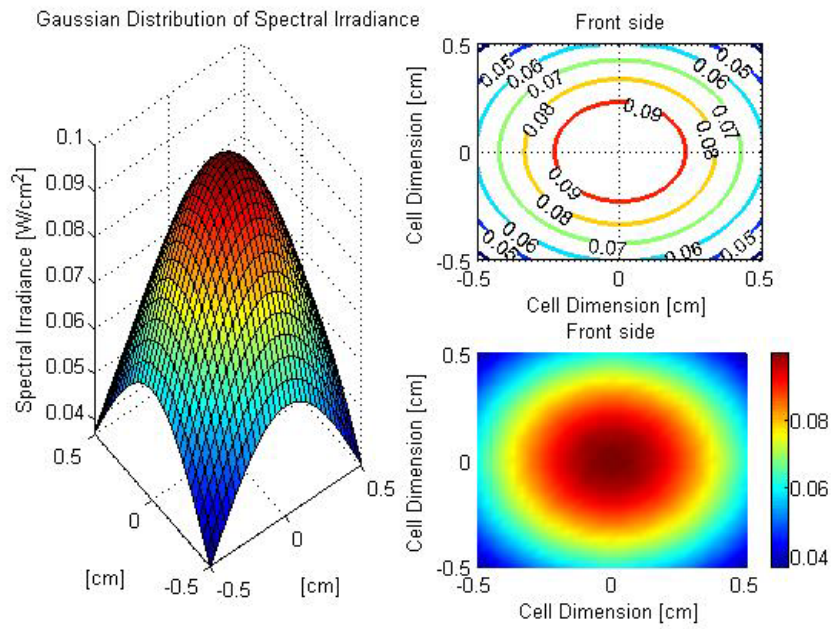


Figura 2.39. Distribuzione gaussiana della *spectral irradiance* su una cella 1 cm x 1 cm.

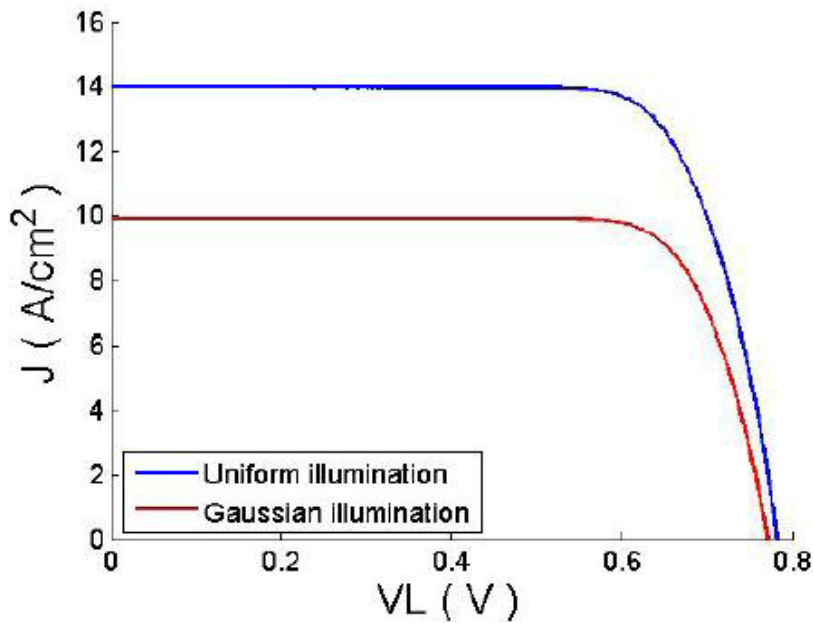


Figura 2.40. Confronto fra le caratteristiche I-V per illuminazione uniforme e Gaussiana [III].

Capitolo 3

Analisi delle normative spaziali e terrestri

3.1 Introduzione

Gli standards di qualifica delle celle solari e i relativi test sono disciplinati da una serie di normative. Mentre per le celle destinate ad applicazioni spaziali tali normative sono ormai consolidate e riunite nel documento ECSS-E-20-08 redatto dalla *European Space Agency*, per le celle destinate ad applicazioni terrestri a concentrazione non esiste ancora una normativa ben precisa e riconosciuta a livello internazionale inerente alla singola cella, ma solo ed esclusivamente norme riguardanti il modulo d'alloggiamento valutato nel suo complesso come quelle riunite nel documento IEC-61215 per i moduli in silicio cristallino e IEC-62108 per i moduli a concentrazione. Obiettivo del presente lavoro di tesi è dunque quello di definire una serie di normative da applicare anche alle singole celle per applicazioni a concentrazione terrestre, partendo proprio da un'analisi delle normative esistenti in capo spaziale e terrestre sopra citate e rielaborandole in modo criticamente adattativo in un'ottica di *fall out* delle conoscenze che è appunto tipica del settore spaziale. In questo modo si cercherà di definire una serie di criteri di qualifica volti alla definizione di un *test plan* riguardante la qualifica di celle per applicazioni terrestri a concentrazione, al quale farà seguito un'indagine sperimentale e relativa analisi dei dati ottenuti; tali dati saranno utilizzati per rivedere iterativamente sia la sequenza dei test che i valori dei singoli parametri implementati in questi sino ad arrivare ad una soluzione di convergenza soddisfacente.

3.2 Celle per applicazioni spaziali

3.2.1 Normativa spaziale ECSS-E-20-08

La normativa ECSS-E-20-08 fa parte della serie degli *ECSS Standards* volti ad essere applicati congiuntamente per progetti ed applicazioni spaziali. Tali normative sono il risultato di uno sforzo sinergico dell'Agenzia Spaziale Europea, delle singole agenzie spaziali nazionali e un'associazione di industrie europee con l'obiettivo di sviluppare e mantenere degli standards comuni. In particolare nella ECSS-E-20-08 si fa riferimento ai requisiti per la qualifica, l'approvvigionamento,

lo stoccaggio e la consegna dei seguenti elementi dello schema elettrico di un pannello solare per applicazioni spaziali:

- i componenti del pannello fotovoltaico (PVA),
- i componenti della cella solare (SCA),
- le singole celle solari depurate degli altri componenti,
- i vetri di protezione della cella solare.

Non sono invece previste specifiche per quanto riguarda la struttura del pannello solare e i meccanismi associati a quest'ultimo. La normativa ECSS-E-20-08 è strutturata in quattro parti, ognuna relativa al componente specificato, e da una serie di appendici. L'obiettivo di tale normativa è quello di:

- definire i requisiti tecnici a partire dalle specifiche di progetto del pannello solare fino al livello del singolo componente in modo da garantire che i componenti dei livelli inferiori siano qualificati estesamente;
- definire un set di requisiti a partire dal livello del singolo componente fino all'assemblaggio del modulo fotovoltaico in modo da permettere una tipologia di qualifica per livello di assemblaggio, con lo scopo di coprire circa il 90% delle applicazioni del modulo stesso all'interno di un certo intervallo.

Il proposito principale di questo standard è dunque tale per cui la qualifica di un certo livello di assemblaggio è basata sull'utilizzo di componenti qualificati del livello precedente. La gerarchia è quella mostrata in Figura 3.1.

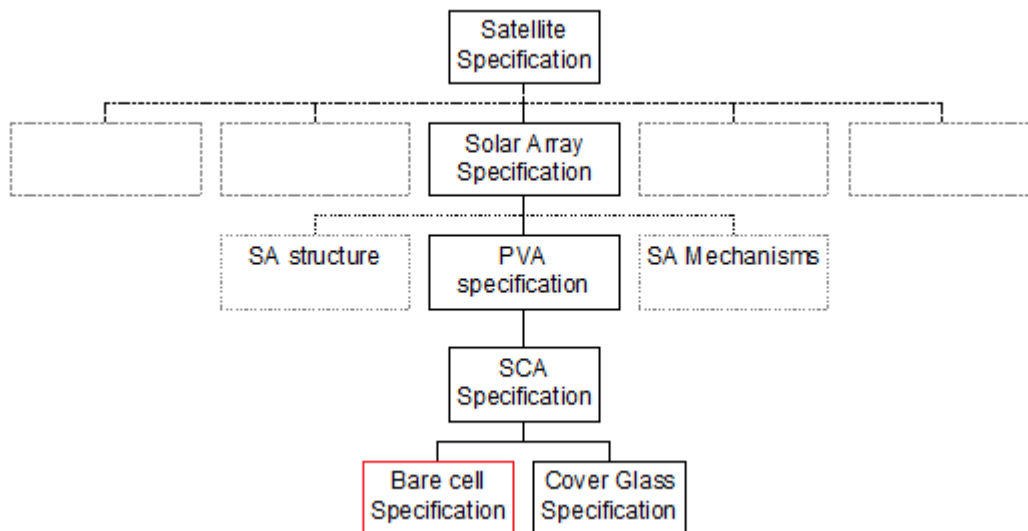


Figura 3.1. Schema gerarchico relativo ai requisiti di qualifica contenuto nella normativa ECSS-E-20-08 (PVA indica i *Photovoltaic Assemblies*, SCA i *Solar Cell Assemblies*).

È necessario, tuttavia, tenere conto anche di quei componenti che, benché non specificati all'interno della gerarchia di Figura 3.1, sono comunque presenti in un modulo fotovoltaico: materiali adesivi, saldature, collegamenti e busbar, diodi, resistenze, fili. Le caratteristiche di tali componenti sono disciplinate da specifici standards, che non verranno qui considerati, come quelli contenuti nella normativa ECSS-Q-60. In questo capitolo verranno analizzate e successivamente rielaborate le specifiche contenute nel Capitolo 6 della normativa ECSS-E-20-08 recante la dicitura *Bare Solar Cells* e riguardante la sola cella solare.

3.2.2 Bare Solar Cells

Come già detto, il Capitolo 6 della normativa ECSS-E-20-08 prende in esame la sola cella solare depurata di tutti gli altri componenti, come diodi o vetri di protezione, e si suddivide nei seguenti punti:

- 6.1 Testing, deliverable components and marking
- 6.2 Production control (process identification document)
- 6.3 Acceptance test
- 6.4 Qualification
- 6.5 Test methods, conditions and measurements
- 6.6 Failure definition
- 6.7 Data documentation
- 6.8 Delivery
- 6.9 Packaging, packing, handling and storage

In particolare è possibile notare come vengano distinte due categorie di test riguardanti la sola cella solare senza nessun altro componente: i test di accettazione e i test di qualifica. Nel seguito saranno analizzati con maggior dettaglio le due tipologie di test e i relativi criteri di esame (*pass/fail criteria*).

3.2.2.1 Acceptance test

I test di accettazione definiti dalla normativa consistono in una sequenza di prove applicate a specificate dimensioni del campione ed enumerate nella *Acceptance Test Matrix* riportata in Tabella 3.1. I test di accettazione vengono eseguiti ogni qual volta delle celle debbano essere consegnate al committente e questo con lo scopo di certificarne le caratteristiche. È dunque una sequenza di test più rapida di quella di qualifica. Nell'*Acceptance Test Matrix* vengono riportati la tipologia di test (*Test*), il riferimento normativo (*Method*) e la dimensione del campione sottoposto al relativo test (*Sample Size*). La descrizione di tali test, comprensiva di scopo e metodologia, è riportata in 3.2.3.

Tabella 3.1. Acceptance Test Matrix per i test di accettazione.

Test	Verification Method	Sample Size
Visual Inspection	6.6.2	100%
Dimensions and Weight	6.6.3	1%
Contact Thickness	6.6.10	1%
Electrical Performance	6.6.4	100%
Hemispherical Reflectance	6.6.7.1.b	1%
Humidity and Temperature test	6.6.8.2	1%
Coating Adherence	6.6.9	1%
Humidity and Temperature & Pull Test	6.6.8.2 & 6.6.11	1%
Diode Characteristics	6.6.15	100%
Coverglass gain/loss	6.6.7.2	1%

3.2.2.2 Qualification

Per la qualifica si definisce invece il *Qualification Plan* descritto in Tabella 3.2. Lo scopo dell'insieme di questi test è quello di certificare il comportamento e le caratteristiche di ogni nuovo prodotto. Si definisce la tipologia di test (*Test*), la sigla identificativa del test stesso (*Symbol*) e il riferimento normativo al relativo capitolo dello standard (*Method*). Le lettere A, B, C1, C2, O e P identificano sottogruppi di celle il cui numero è indicato accanto.

Tabella 3.2. Qualification Test Plan per i test di qualifica.

Test	Symbol	Method	Bare cells (108)					
			A 20	B 20	C1 24	C2 24	O 20	P 24
Visual Inspection	VI	6.5.2	1,7	1	1	1	1,7,12	1
Dimensions and Weight	DW	6.5.3	2	2	2	2	2	2
Electrical Performance	EP	6.5.4	3	5,7	3,8	3,5,7,11,13	3,6,9	3,8
Temperature Coefficients	TC	6.5.5		8	10	8,14		10
Spectral Response	SR	6.5.6		9	4,9	9,15		4,9
Optical Properties	OP	6.5.7		10				
Humidity&Temperature 1	HT1	6.5.8.1					5	
Humidity&Temperature 2	HT2	6.5.8.2	5					
Coating Adherence	CA	6.5.9					11	
Contact Uniformity&SF	CU	6.5.10	4					
Pull Test	PT	6.5.11	6					
Electron Irradiation	EI	6.5.12			6	4,10		
Proton Irradiation	PI	6.5.13						6
Photon Irradiation&TA	PH	6.5.14		6	7	6,12		7
Diode Characteristics	DC	6.5.15		11	5,11	16	4,10	5,11
Thermal Cycling	CY	6.5.16					8	
Active/Passive Interface	IF	6.5.17		3				
Flatness Test	FT	6.5.18		4				

I numeri progressivi presenti nella colonna di ogni sottogruppo indicano la sequenza di test che deve essere seguita: ad esempio per il sottogruppo O composto da 20 celle il primo test che deve essere eseguito è la *Visual Inspection* (VI), il secondo la *Dimensions and Weight* (DW), il terzo la *Electrical Performance* (EP) e via di seguito. La divisione in sottogruppi viene eseguita per dimostrare la capacità della cella di soddisfare i seguenti requisiti: il sottogruppo A ha lo scopo di verificare l'aderenza di contatto sia del lato frontale che di quello posteriore della cella; il sottogruppo B verifica il comportamento elettrico della cella a inizio vita (*Beginng Of Life performance*); il sottogruppo C1 ha il fine di verificare eventuali degradazioni evidenziate dalla cella sottoposta ad irraggiamento elettronico per simulare l'ambiente operativo spaziale, caratterizzato da abbondanti dosi di radiazione; il sottogruppo C2 è del tutto simile al precedente ma l'irraggiamento elettronico è specifico per la missione considerata; il sottogruppo O ha lo scopo di eseguire una simulazione di stoccaggio prolungato delle celle in ambiente umido, per mettere in evidenza eventuali degradazioni che potrebbero venire causate dai climi delle basi di lancio e dai lunghi tempi di stazionamento a Terra prima dell'immissione in orbita; il sottogruppo P ha il fine di verificare eventuali degradazioni evidenziate dalla cella sottoposta ad irraggiamento di protoni. Il numero minimo di campioni testati deve essere pari a 108. Il lotto di qualifica deve essere in grado di sopportare correttamente uno stoccaggio per un minimo di sei anni, corrispondenti a cinque anni di stoccaggio effettivo a terra e ad un anno in ambiente orbitale operativo. Anticipando i criteri di fallimento è possibile dire che più di un fallimento in ogni sottogruppo o più di due fallimenti in totale su tutti i sottogruppi andranno ad inficiare la qualifica della cella.

3.2.3 Metodi di test, condizioni e misure

I vari metodi di test elencati in Tabella 3.1 e Tabella 3.2, le relative condizioni, procedure, misure e parametri di prova sono dettagliati di seguito sotto forma di stralci prelevati direttamente dalla normativa ECSS-E-20-08.

3.2.3.1 Visual Inspection (VI)

Si tratta di un'ispezione visiva del campione. La cella solare deve essere infatti ispezionata visivamente con uno microscopio stereo fino ad ingrandimento di 10 x in modo da verificare il rispetto dei requisiti concernenti i difetti superficiali della cella stessa e dei suoi contatti (vedi Appendice A).

3.2.3.2 *Dimensions and Weight (DW)*

Le dimensioni complessive laterali della cella, dei suoi contatti, la posizione e le dimensioni dei collegamenti devono essere ispezionate per verificare il rispetto dei requisiti specificati. Il peso della cella solare deve essere verificato a partire dalla determinazione del peso medio per lotto di qualifica e confrontato con il peso indicato dalle specifiche di progetto.

3.2.3.3 *Electrical Performance (EP)*

L'obiettivo di tale test è quello di valutare i corrispondenti parametri elettrici della cella solare. Si procede misurando e registrando digitalmente la corrente elettrica prodotta dalla singola cella sottoposta ad un'illuminazione equivalente ad una costante solare per uno spettro AM0. Durante tali misurazioni la cella deve essere mantenuta ad una temperatura costante e per la caratterizzazione elettrica deve essere utilizzata una sorgente luminosa continua o pulsata, le cui caratteristiche vengono definite in accordo ad ulteriori normative.

3.2.3.4 *Temperature Coefficients (TC)*

In tale test vengono misurati i coefficienti termici di tutte le celle costituenti il sottogruppo B e di minimo dodici celle dei sottogruppi C1, C2 e P. La caratterizzazione elettrica descritta precedentemente al punto 3.2.3.3 deve essere ripetuta per ogni cella selezionata alle temperature di 25 °C, 40 °C, 60 °C e 80 °C. Si procede dunque al calcolo dei coefficienti termici della corrente di cortocircuito, della tensione a circuito aperto, della tensione alla potenza massima e della potenza massima stessa tramite interpolazione ai minimi quadrati. Il coefficiente termico rappresenta il coefficiente angolare della retta interpolante i dati sperimentali. Lo scopo di questo test è quello di prevedere il funzionamento della cella a temperature diverse da quella standard di 25°C.

3.2.3.5 *Spectral Response (SR)*

Viene calcolata la risposta spettrale della cella. La risposta spettrale viene utilizzata per verificare anche il funzionamento del simulatore solare utilizzato in corrispondenza della caratterizzazione elettrica della cella stessa. La misura della risposta spettrale deve essere eseguita su tutti i campioni del sottogruppo B e su metà dei campioni dei sottogruppi C1, C2 e P comparando la corrente di cortocircuito della cella da testare con l'uscita di un riferimento spettrale dalla

risposta spettrale nota all'interno di una adeguata regione di lunghezze d'onda e sotto irraggiamento monocromatico. L'irraggiamento monocromatico deve essere ottenuto tramite l'utilizzo di filtri *narrow-band* o tramite monocromatori ad alta intensità (vedi Appendice B per i dispositivi sperimentali secondo la normativa CEI EN 60904-8). L'intensità di irraggiamento a tutte le lunghezze d'onda deve essere tale da assicurare che la misura sia effettuata nella regione all'interno della quale la corrente di cortocircuito di risposta della cella sia lineare con l'irraggiamento.

3.2.3.6 *Optical Properties (OP)*

I dati di natura ottica sono utilizzati per il calcolo della temperatura operativa del pannello solare. Si misura la riflettività emisferica (HR, *Hemispherical Reflectance*) nell'intervallo di lunghezze d'onda fra 250 nm e 2500 nm e la perdita dovuta alla presenza del vetrino di protezione della cella (GL, *Coverglass Gain-Loss*) simulando le proprietà ottiche dello strato adesivo fra cella e vetrino tramite deposizione di alcool normal-amilico.

3.2.3.7 *Humidity and Temperature (HT)*

Lo scopo di questo test è quello di simulare lo stoccaggio a Terra dei moduli fotovoltaici, tempo che può arrivare anche a due o tre anni prima dell'integrazione e del lancio del satellite. Si distinguono due tipologie di test di umidità e temperatura: il test HT1 e il test HT2. Il test HT1 viene eseguito esclusivamente per la qualifica per verificare i contatti, il rivestimento anti-riflettente e la stabilità dei diodi integrati in atmosfera umida. Tutte le celle del sottogruppo O devono essere poste in una camera a pressione ambiente, la cui temperatura deve essere progressivamente portata ad un valore minimo di (60 ± 5) °C con umidità relativa maggiore del (90 ± 5) %. La durata del test è di 30 giorni ed è previsto l'utilizzo di acqua deionizzata evitando la condensazione sulla superficie della cella. Il test HT2 viene eseguito sia per la qualifica che per l'accettazione con lo scopo di verificare l'aderenza dei contatti e il rivestimento anti-riflettente della cella solare. In questo test le celle vengono poste per 24 ore in una camera a pressione ambiente e la temperatura di camera viene portata progressivamente ad un valore minimo pari a (90 ± 5) °C con umidità relativa superiore al (90 ± 5) %.

3.2.3.8 *Coating Adherence (CA)*

Questo test viene eseguito per verificare la stabilità del rivestimento anti-riflettente e dei contatti della cella. Tutte le celle devono essere sottoposte a tale test sia sulla

superficie frontale che su quella posteriore applicando una forza di adesione di 670 g/cm con una tolleranza del 10%. A seguito dell'applicazione del carico non devono essere presenti laminazioni visibili sui contatti o sul rivestimento anti-riflettente della cella.

3.2.3.9 *Contact Uniformity and Surface Finish (CU)*

Il suo scopo è quello di verificare l'uniformità di spessore dei contatti metallici e la finitura superficiale della cella. L'uniformità dello spessore dei contatti nella zona di saldatura deve essere ispezionata tramite un *Betascope* o altro strumento simile, previamente concordato con il cliente, mentre la finitura superficiale nell'area di saldatura dei contatti viene registrata tramite un profilometro.

3.2.3.10 *Pull Test (PT)*

Tramite il *Pull Test* si verifica la forza di adesione dei contatti frontali e del contatto posteriore della cella solare. Sui contatti della cella, la quale viene preventivamente sottoposta al test HT2, vengono saldate delle linguette di connessione, di dimensioni e materiale opportunamente specificati, applicando poi a queste una forza di trazione a velocità nota. La direzione di applicazione del carico deve essere inizialmente parallela alla superficie della cella ma, nel caso in cui i tentativi preliminari si concludessero con una rottura delle linguette di connessione prima che venga raggiunta la forza di trazione specificata, deve venire inclinata di 45° relativamente alla superficie stessa. Nel caso in cui si arrivasse a rottura delle linguette anche a 45° la direzione di carico deve essere posta a 90° relativamente alla superficie della cella.

3.2.3.11 *Electron Irradiation (EI)*

È un test accelerato che consente di verificare il comportamento della cella quando sottoposta a radiazione di elettroni e l'eventuale degrado corrispondente. La cella solare deve essere sottoposta ad un'irradiazione elettronica pari ad un MeV. La densità e l'energia del flusso elettronico devono essere uniformi sulla superficie della cella con uno scarto pari a $\pm 10\%$. Durante l'irradiazione il campione deve essere protetto dall'ossidazione ricorrendo al vuoto (pressione di camera inferiore a $10^{-3} Pa$) o ad una atmosfera di Azoto o Argon ad una temperatura di $(20 \pm 10) ^\circ C$. Il rateo nominale di irradiazione viene posto inferiore a $5 \cdot 10^{11} \text{ elettroni} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$. Per una generica caratterizzazione della cella deve essere applicato un numero elevato di dosaggi, pertinenti al tipo di cella in esame, in modo da simulare e coprire le sue

applicazioni tipiche. Per una qualifica specifica per una data missione, l'irradiazione deve come minimo venire applicata alle seguenti tre dosi: ϕ_p , dose attesa per l'applicazione considerata, $\phi_p / 2$ e $\phi_p \times 2$.

3.2.3.12 *Proton Irradiation (PI)*

È un test accelerato molto simile al precedente ma volto alla verifica del comportamento della cella solare e del suo eventuale degrado quando questa viene sottoposta a radiazione protonica. La cella deve essere sottoposta ad un flusso di protoni pari a X_1 MeV e X_2 MeV dove X_1 e X_2 sono opportunamente definiti.

3.2.3.13 *Photon Irradiation and Temperature Annealing (PH)*

Viene eseguito per verificare la stabilità del comportamento della cella solare quando illuminata ad un valore equivalente pari ad una costante solare. La cella, posta in condizione di cortocircuito, viene irradiata per 48 ore e mantenuta ad una temperatura di (25 ± 5) °C. Successivamente deve subire un processo termico durante il quale viene mantenuta a 60 °C per 24 ore. Dopo il test la cella deve essere portata ad una temperatura inferiore ai 50 °C finché non viene misurata elettricamente.

3.2.3.14 *Diode Characteristics (DC)*

Informazioni sul funzionamento in inversa della cella vengono utilizzate per predire gli effetti di ombreggiamento e fenomeni di *hot-spot* su stringhe di celle alloggiate in moduli fotovoltaici. Poiché sono possibili molte configurazioni di celle e diodi di protezione, il test da implementare è specifico per una data configurazione. Se la cella non dispone di diodi di protezione o dispone di diodi di protezione elettricamente connessi con la cella stessa, il test prevede che la caratteristica elettrica tensione-corrente in inversa della cella sia registrata al buio e in luce. Se invece la cella dispone di diodi di protezione elettricamente isolati rispetto ad essa, la caratteristica elettrica tensione-corrente in diretta e in inversa del diodo di protezione deve essere registrata al buio e in luce, ma il test sotto illuminazione non si rende necessario se si dimostra che il diodo di protezione determina una risposta fotovoltaica trascurabile.

3.2.3.15 *Thermal Cycling (CY)*

L'obiettivo del test è quello di assicurare l'affidabilità dei campioni quando sottoposti ad uno stress termico equivalente ad un anno in orbita. Il numero di cicli termici e le temperature estreme raggiunte devono essere opportunamente specificate in un opportuno documento detto SCD (*Source Control Drawing*).

3.2.3.16 *Active-passive interface evaluation test (IF)*

È un test eseguito per ottenere informazioni sulla struttura di celle a singola giunzione GaAs-Ge, in modo da evidenziare se queste dispongono di uno strato di interfaccia attivo o passivo.

3.2.3.17 *Flatness Test (FT)*

Lo scopo di tale test è quello di ottenere informazioni sulla planarità della cella solare, che deve essere valutata attraverso la massima deviazione d misurata a partire da una superficie piana.

3.2.4 **Criteri di fallimento**

Vengono definiti una serie di criteri di fallimento. La cella solare non supera la prova di test quando per esempio non rispetta i requisiti imposti dall'ispezione visiva, quando supera i limiti di sforzo ammissibile o quando la cella, sottoposta a misure che ne mettano in luce il comportamento elettrico, non rispetta opportune specifiche definite nel *Source Control Drawing*. Il componente viene considerato "fallito" se esibisce uno solo o più modi di fallimento congiunti. Secondo la normativa i componenti "falliti" devono essere identificati come tali e inclusi in una lista, in modo da consentire una dettagliata *failure analysis*, evidenziando il loro numero identificativo, la descrizione del test e il parametro critico che ne ha determinato il fallimento e da ultimo proprio il meccanismo di fallimento.

3.3 **Celle per applicazioni terrestri**

3.3.1 **Normativa terrestre IEC-62108**

La normativa IEC-62108 fornisce i requisiti minimi per la qualifica di progetto di moduli fotovoltaici a concentrazione (CPV) per uso terrestre destinati ad essere utilizzati per servizi di lunga durata in climi all'aria aperta. La sequenza di prova è

parzialmente basata sulla normativa IEC-61215 sviluppata per la qualifica di progetto di moduli piani in silicio cristallino per uso terrestre. Tuttavia una serie di variazioni sono state introdotte per tenere conto della particolarità del ricevitore e del modulo nei sistemi a concentrazione, soprattutto per quanto riguarda la divisione fra test di laboratorio e test *in situ*, gli effetti di allineamento, le elevate densità di corrente e le rapide variazioni di temperatura. L'obiettivo della sequenza di prova è quello di determinare le caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche del modulo CPV e dei suoi componenti e di dimostrare che il modulo è capace di sopportare esposizioni prolungate in condizioni climatiche simili a quelle descritte nel campo di applicazione della norma. Esistono differenti soluzioni costruttive per la realizzazione di un modulo fotovoltaico a concentrazione (vedi Appendice C). In questa sede si farà riferimento in particolare ad un modulo a concentrazione dotato di lenti di Fresnel, il cui tipico schema costruttivo è riportato in Figura 3.2. Come già anticipato precedentemente, l'obiettivo, oggetto del Capitolo 5, sarà dunque quello di definire un opportuno *test plan* per la singola cella solare alloggiata in tale modulo come visibile nel dettaglio di Figura 3.2.

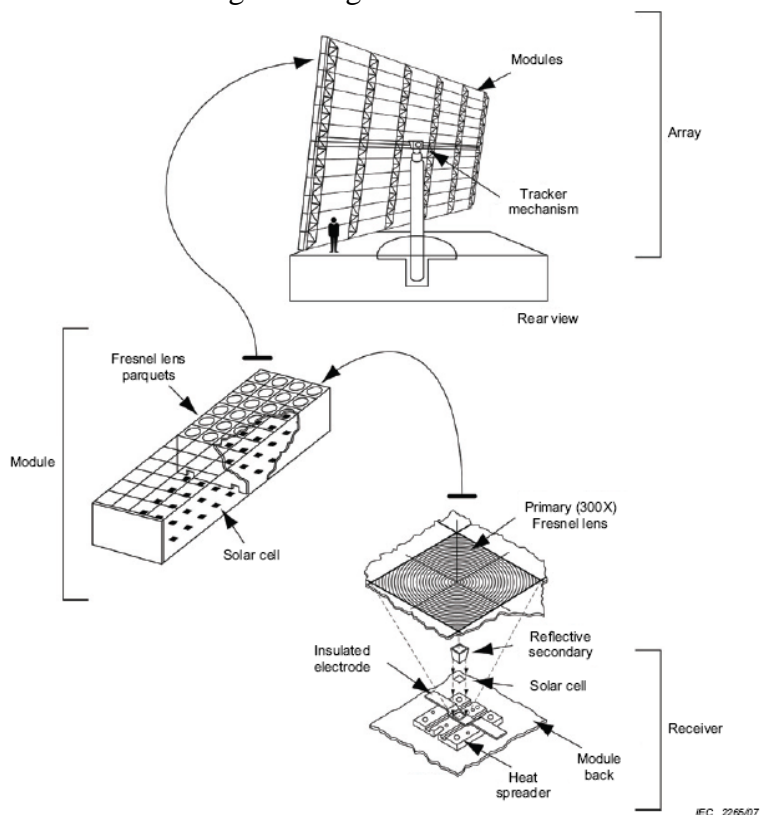


Figura 3.2. Concentratore solare dotato di lenti di Fresnel tratto dalla normativa IEC-62108.

3.3.2 Testing

Prima dell'inizio della prova, tutti i campioni, mentre si trovano a circuito aperto, devono essere esposti ad irraggiamento diretto normale della luce solare (reale o simulata) ad un livello compreso fra 5 kWh/m² e 5.5 kWh/m². Tale procedura viene eseguita per ridurre gli effetti di degradazione iniziale. In tale normativa le grandezze di corrente di corto-circuito I_{sc} , la tensione a circuito aperto V_{oc} , la potenza massima P_m e le altre misure sono basate su un irraggiamento diretto normale di 900 W/m², una temperatura della cella di 25 °C, uno spettro AM1.5D e una velocità del vento pari a 3 m/s. I campioni da testare devono essere suddivisi in gruppi in modo casuale e sottoposti alla sequenza di prova. Dopo le prove preliminari e l'ispezione, un modulo o un ricevitore deve essere rimosso dalla sequenza di prova come unità di controllo, preferibilmente stoccata al buio a temperatura ambiente in modo da ridurre la degradazione del suo comportamento elettrico.

Tabella 3.3. Allocazione dei campioni per una tipica sequenza di test tratta dalla normativa IEC-62108 (vedi Appendice C).

Test sequence	Module		Assembly	
	receiver	module	receiver	mirror
Control		1	1	1
A	2		2	
B		2	2	2
C		2	2	2
D		1	1	1
E		1 (full-size)	1 (full-size)	1 (full-size)
F	1		1	
Total	3	7	10	7

3.3.3 Criteri di accettazione

Un progetto di modulo fotovoltaico a concentrazione avrà superato le prove di qualifica se ciascun campione avrà soddisfatto tutti i seguenti criteri:

- la riduzione della massima potenza nelle sequenze A e D non deve eccedere il 13% se la caratteristica elettrica I-V viene misurata sotto illuminazione naturale o dell'8% sotto simulatore solare;

- la riduzione della massima potenza nella sequenza E non deve eccedere il 7% se la caratteristica elettrica I-V viene misurata sotto illuminazione naturale o del 5% sotto simulatore solare;
- nel corso delle prove su nessun campione viene rilevata una condizione di circuito aperto;
- non esiste segno evidente di difetto visivo grave;
- a inizio e a conclusione della prova risultano soddisfatti i requisiti della prova di isolamento;
- i requisiti della prova di corrente di dispersione in ambiente umido sono soddisfatti all'inizio e al termine di ciascuna sequenza;
- i requisiti specifici delle prove individuali sono soddisfatti.

Se due o più moduli non soddisfano i requisiti di prova, si deve ritenere che il progetto non abbia soddisfatto i requisiti per la qualifica. Qualora un modulo non superi una qualsiasi prova, altri due moduli verranno sottoposti all'intera sequenza di prova a cominciare dall'inizio. Se uno o entrambi questi moduli non superano la sequenza, si deve ritenere che il progetto non abbia soddisfatto i requisiti per la qualifica. Se, viceversa, entrambi i moduli superano la sequenza di prova, si deve ritenere che il progetto abbia soddisfatto i requisiti per la qualifica.

3.3.4 Procedure di prova

Come già fatto precedentemente, i vari metodi di test elencati in Figura C.5 di Appendice C, le relative condizioni, procedure, misure e parametri di prova sono dettagliati di seguito sotto forma di stralci prelevati direttamente dalla normativa IEC-62108.

3.3.4.1 Visual Inspection

Serve a rilevare qualsiasi cambiamento o difetto nel modulo o nei suoi componenti all'inizio e dopo il completamento di ogni test richiesto. Tutti i campioni devono essere ispezionati e fotografati, documentando tutti i difetti o anomalie in modo da identificarne con precisione la posizione. Tutti gli altri componenti come lenti, specchi, elementi ottici secondari, dissipatori termici devono essere ispezionati visivamente in particolare per quanto riguarda la presenza di bolle, delaminazioni o qualsiasi altro tipo di difetti simili sulla cella o sui suoi bordi, danneggiamenti derivanti da trasporto o manipolazione, corrosione visibile su interconnettori e bus bars. Si richiede che non siano presenti difetti visivi gravi come celle rotte o criccate, corrosione visibile, perdita di integrità meccanica, bolle o delaminazioni che definiscono un percorso continuo fra il circuito elettrico e il ricevitore.

3.3.4.2 *Electrical performance measurement*

L'obiettivo di tale test è quello di identificare la degradazione delle prestazioni elettriche del campione causata dalla sequenza di qualifica. La ripetibilità della misura è il fattore più importante per questo test. L'eventuale degradazione di potenza relativa del campione viene identificata comparando la potenza relativa misurata dopo un dato test con quella misurata prima dello stesso. Per potenza relativa si intende il rapporto fra la potenza massima del campione testato e la massima potenza di un campione di controllo testato in simili condizioni di prova. Tale metodo è dunque basato sull'ipotesi che le variazioni delle prestazioni elettriche del campione di controllo siano trascurabili durante l'intero periodo di qualifica.

3.3.4.3 *Ground path continuity test*

È un test eseguito per verificare l'adeguata continuità elettrica fra tutte le parti conduttive esposte e il punto di messa a terra sotto condizione di elevate correnti. Si procede misurando la resistenza fra il punto di messa a terra e ogni parte conduttiva accessibile facendo passare corrente fra questi due punti e verificando che il valore di resistenza sia inferiore a 0.1Ω senza comparsa di alcun danno visibile.

3.3.4.4 *Electrical insulation test*

Viene eseguito per verificare se il sistema a concentrazione è sufficientemente isolato fra tutte le parti attive nel circuito di generazione di potenza e la cornice o l'ambiente esterno. Tale test deve essere eseguito a temperatura ambiente di $(25 \pm 10) ^\circ\text{C}$ e con umidità relativa non eccedente il 75%. La faccia della cella deve essere oscurata e il campione non deve essere collegato a nessuna sorgente elettrica.

3.3.4.5 *Wet insulation test*

Viene eseguito per dimostrare l'isolamento del concentratore in condizioni operative umide e verificare che non si generi corrosione sul circuito del campione a causa di agenti atmosferici quali pioggia, nebbia, rugiada o neve. Si procede calcolando una resistenza del campione preventivamente irrorato di un liquido non corrosivo e verificando che questa non sia minore di un dato valore limite espresso nella normativa e dipendente dalle dimensioni del concentratore e da altri parametri specificati.

3.3.4.6 Thermal cycling test

Il proposito di questo test è quello di determinare la capacità del ricevitore di sopportare stress termici, fatica e altri stress causati da una rapida, non uniforme o ripetuta variazione di temperatura. Il numero di cicli termici e le temperature estreme che devono essere raggiunte sono opportunamente specificate in Tabella 3.4 e visibili in Figura 3.3. A seguito dell'applicazione del test è necessario verificare principalmente che non vi sia comparsa di difetti visivi gravi.

Tabella 3.4. Thermal Cycle test tratto dalla normativa IEC-62108.

Option	Maximum cell temperature °C	Total cycles	Applied current
TCA-1	85	1 000	Apply $1,25 \times I_{sc}$ when $T > 25 \text{ °C}$, Cycle speed is 10 electrical/thermal
TCA-2	110	500	Apply $1,25 \times I_{sc}$ when $T > 25 \text{ °C}$, Cycle speed is 10 electrical/thermal
TCA-3	65	2 000	Apply $1,25 \times I_{sc}$ when $T > 25 \text{ °C}$, Cycle speed is 10 electrical/thermal

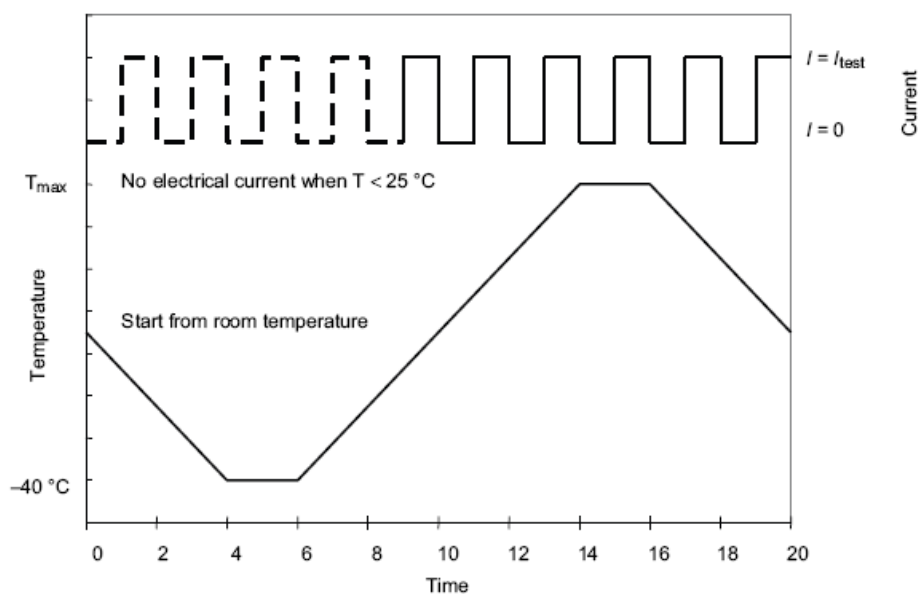


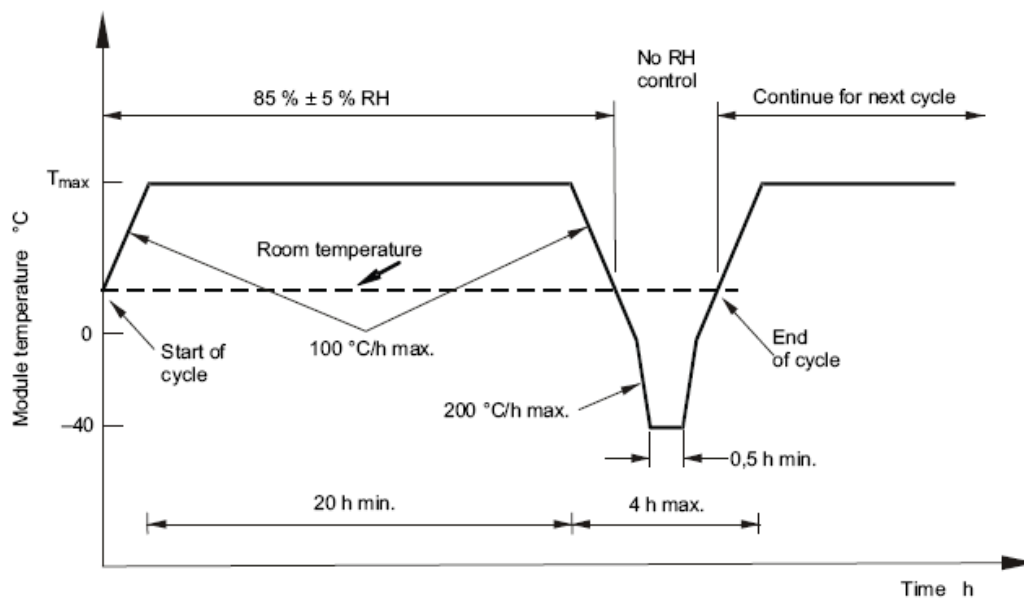
Figura 3.3. Profilo di temperatura e corrente. Test termico tratto dalla normativa IEC-62108.

3.3.4.7 Damp heat test

È un test eseguito per verificare la capacità del modulo e dei suoi componenti di sopportare gli effetti di penetrazione prolungata di umidità. Il campione deve essere posto in una camera con umidità controllata a $(85 \pm 5) \%$ e temperatura a $(85 \pm 2) \text{ }^\circ\text{C}$ per un totale di 1000 h al seguito delle quali non deve esservi comparsa di difetti visivi gravi.

3.3.4.8 Humidity freeze test

Lo scopo principale di questo test è quello di determinare la capacità del modulo e dei suoi componenti di sopportare gli effetti di condizioni ad alta temperatura e umidità, seguite da condizioni a temperatura di congelamento. Non è tuttavia un test di shock termico. Il ciclo termico è mostrato in Figura 3.4.



IEC 2271/07

Figura 3.4. Profilo di temperatura nel test *humidity-freeze* tratto dalla normativa IEC-62108.

3.3.4.9 Hail impact test

È un test di impatto meccanico volto alla verifica della resistenza del modulo e dei suoi componenti all'impatto con grandine. Viene eseguito facendo impattare sul modulo delle sfere di ghiaccio di massa $(7.9 \text{ g} \pm 5\%)$, di diametro $(25.4 \text{ mm} \pm 5\%)$,

mantenute ad una temperatura di (-4 ± 2) °C con l'ausilio di un lanciatore in grado di imprimere alla sfera di ghiaccio una velocità pari a $(22.4 \text{ m/s} \pm 5\%)$. Deve seguire un'ispezione visiva del campione.

3.3.4.10 Water spray test

Viene eseguito per determinare se l'acqua atmosferica sotto forma di pioggia è in grado di penetrare all'interno del modulo e dei suoi componenti ed eventualmente se possa determinare guasti o rischi per la sicurezza.

Si chiede che a seguito del test non si presentino danni visivi gravi e che l'ammontare di acqua penetrata all'interno del modulo sia tale per cui la sua profondità non raggiunga mai nessuna parte elettricamente attiva in ogni possibile posizione.

3.3.4.11 Bypass/blocking diode thermal test

Viene eseguito per assicurare la validità del progetto termico e l'affidabilità di lungo periodo del diodo di bypass utilizzato per ridurre gli effetti dannosi dati dalla sensibilità del sistema ai punti caldi.

3.3.4.12 Robustness of terminations test

È un test che ha lo scopo di determinare quali terminazioni al corpo del modulo sono in grado di sopportare gli stress equivalenti a quelli che vengono a crearsi durante le procedure di installazione e le operazioni di gestione del modulo. Si procede dividendo le terminazioni in tre gruppi A, B e C a seconda della loro tipologia e applicando ai gruppi così ottenuti dei carichi a trazione, flessione o torsione o una composizione di questi. Si procede quindi con un'ispezione visiva.

3.3.4.13 Mechanical load test

Il suo scopo è quello di dimostrare la capacità del modulo e dei suoi componenti di sopportare carichi statici e dinamici. Viene eseguito montando il modulo da testare su una struttura rigida nella condizione di montaggio peggiore e applicando i carichi prescritti in modo pneumatico o con l'ausilio di pesi distribuiti in modo uniforme sull'intera superficie del modulo.

3.3.4.14 *Off-axis beam damage test*

Il suo scopo è quello di verificare che nessuna parte del modulo e dei suoi componenti venga danneggiata dalla radiazione solare concentrata durante condizioni di disallineamento o malfunzionamento.

Si procede ispezionando il modulo e identificando la posizione di tutte quelle zone il cui materiale potrebbe essere particolarmente sensibile alle alte temperature o a radiazione solare intensa e concentrando la luce proprio su tali aree sospette con un'esposizione di almeno 15 minuti e con una irradiazione diretta normale maggiore di 800 W/m^2 .

3.3.4.15 *Ultraviolet conditioning test*

Viene in genere combinato con l'*outdoor exposure test*, presentato di seguito, monitorando la dose di raggi UV presenti nella luce naturale. Il suo fine è quello di rivelare l'eventuale fallimento prematuro di alcuni componenti dovuto ad una esposizione limitata ai raggi UV. Il campione deve essere esposto ad una dose cumulativa di $(50 \text{ kWh/m}^2 \pm 10\%)$ nell'intervallo di lunghezze d'onda inferiori a 400 nm.

3.3.4.16 *Outdoor exposure test*

È un test che consente una stima preliminare della capacità del modulo di sopportare condizioni di esposizione all'ambiente esterno. Il suo scopo è inoltre quello di mettere in evidenza qualsiasi effetto di degradazione sinergica che potrebbe non essere rivelato da test condotti in laboratorio.

Il modulo deve essere esposto esternamente e subire una irradiazione normale diretta cumulativa pari a 1000 kWh/m^2 e una irradiazione UV cumulativa pari a 50 kWh/m^2 se viene applicato anche il test di preconditionamento ai raggi UV descritto sopra.

3.3.4.17 *Hot-spot endurance test*

Ha lo scopo di valutare la capacità del modulo di sopportare gli effetti di lungo termine del riscaldamento periodico a punti caldi, generalmente associato a comuni condizioni di fallimento soprattutto per quanto riguarda l'integrità strutturale della cella. Il modulo può tuttavia essere esonerato da questo test nel caso in cui ogni cella del modulo stesso disponga di un diodo di bypass.

3.3.5 Test di *ageing* per applicazioni terrestri a concentrazione

In particolare nelle ultime due decadi si è assistito ad una crescita esponenziale del mercato fotovoltaico mondiale. Tale crescita, visibile in Figura 3.5, richiede tuttavia un progresso continuo della tecnologia fotovoltaica e in particolare basso costo, alta affidabilità ed elevate performance dei sistemi studiati. Un elemento essenziale nel raggiungimento di un'energia solare a basso costo, ottenuta riducendo i costi di manutenzione ed estendendo i tempi di vita operativa dei sistemi, è in particolare rappresentato dall'elevata affidabilità dei moduli installati. La ricerca e lo sviluppo sull'affidabilità di tali sistemi hanno acquistato sempre più importanza negli ultimi anni soprattutto da punto di vista economico, in quanto direttamente collegati ad una maggiore confidenza di potenziali investitori verso sistemi fotovoltaici su larga scala.

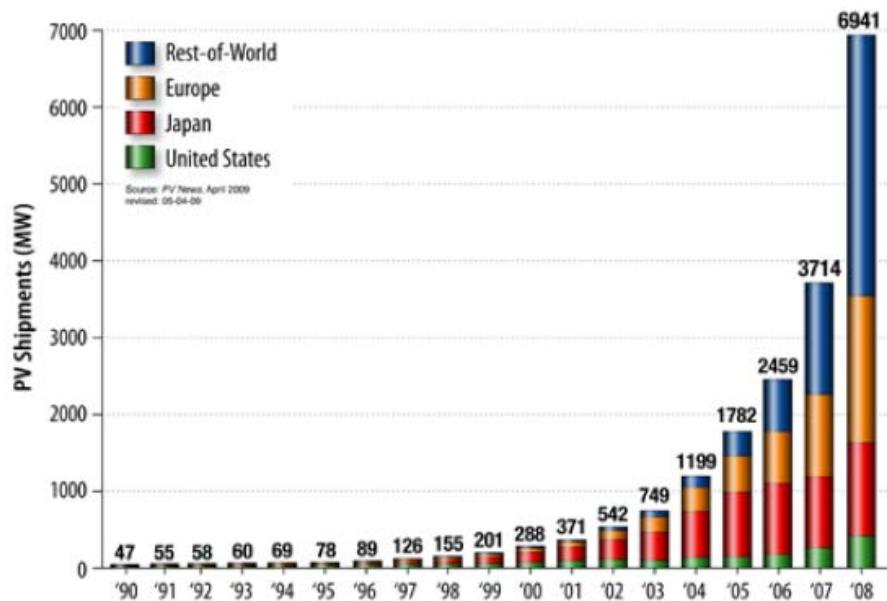


Figura 3.5. Curva esponenziale di crescita del mercato fotovoltaico dal 1990 al 2008 [V].

Il raggiungimento di un'elevata affidabilità a basso costo è dunque direttamente collegato ad un'evoluzione attenta, continua e sempre più severa della tipologia di qualifica svolta. A riprova di questa asserzione è possibile considerare l'esperienza del *Jet Propulsion Laboratory*, visibile in Tabella 3.5, in cui viene mostrata l'evoluzione a partire dal 1970 di alcune prove di qualifica, confrontate da ultimo con le normative internazionali attuali come la già citata IEC-61215. Lo studio,

l'evoluzione, nonché l'applicazione di tali normative si è rivelato molto utile nel corso degli anni per individuare errori di progettazione dei sistemi e dunque migliorare le loro prestazioni e tempi vita, dimostrando al tempo stesso come i moduli testati con il *JPL Block V* evidenziassero un rateo di fallimento inferiore a 0.1% mentre i moduli testati con i blocchi di qualifica precedenti al 1981 un rateo superiore al 45%.

Tabella 3.5. Evoluzione nel tempo di alcune tipologie di prova per la qualifica di moduli fotovoltaici sviluppate dal *JPL* e confronto con i test di qualifica attuali come la IEC-61215 [V].

Test	Block I	Block II	Block III	Block IV	Block V	IEC 61215
Year	1975	1976	1977	1978	1981	2009
Thermal Cycle (°C)	100 cycles -40 to +90	50 cycles -40 to +90	50 cycles -40 to +90	50 cycles -40 to +90	200 cycles -40 to +90	200 cycles -40 to +85 w current flow
Humidity or humidity/freeze (RH is relative humidity)	70 C, 90%RH, 68 hr	5 cycles 40 C, 90%RH to 23 C	5 cycles 40 C, 90%RH to 23 C	5 cycles 54 C, 90%RH to 23 C	10 cycles 85 C, 85%RH to -40 C	10 cycles 85 C, 85%RH to -40 C; 1000 hr 85 C, 85%RH
Hot spots	-	-	-	-	3 cells, 100 hrs	5 hr, worst case
Mechanical load	-	100 cycles ± 2400 Pa	100 cycles ± 2400 Pa	10000 cyc. ± 2400 P	10000 cyc. ± 2400 Pa	3 cyc. 2400 Pa
Hail	-	-	-	9 impacts 3/4" - 45 mph	10 impacts 1" - 52 mph	11 impacts 25 mm - 23 m/s
High pot	-	< 15 µA 1500 V	< 50 µA 1500 V	< 50 µA 1500 V	< 50 µA 2*Vs+1000	1 min at 2*Vs+1000, then measure @ 500 V: R X A > 40 MΩ⊕m ²

Nonostante la comunità scientifica che studia la tecnologia fotovoltaica abbia accumulato un'enorme esperienza sui test di affidabilità, è ancora necessaria la ricerca e lo sviluppo in questo settore. È utile distinguere fra il bisogno di test di affidabilità e il bisogno di ricerca e sviluppo su test di affidabilità. Infatti i modi più comuni di fallimento per moduli fotovoltaici furono già identificati e affrontati alla fine degli anni 70 e negli anni 80. Tuttavia esistono tipologie di fallimento per le quali è ancora necessario sviluppare metodi di prova adeguati con il fine di comprendere nel dettaglio il meccanismo di fallimento, progettare strumenti diagnostici in grado di ridurre errori di sistema e sviluppare dei test accelerati e i relativi standards. In particolare, la modularità di un sistema CPV aumenta il numero di possibili elementi per i quali dimostrare il livello di affidabilità ma implica anche una maggiore flessibilità nell'affrontarne lo studio.

In Tabella 3.6 vengono riportati alcune questioni chiave, oggetto di ricerca e sviluppo, specifiche per sistemi CPV, come ad esempio la mancanza di controllo termico sulla cella montata sul ricevitore del concentratore che può indurre un danno catastrofico.

Tabella 3.6. Questioni chiave irrisolte o oggetto di studio per l'incremento dell'affidabilità di sistemi CPV [V].

Issue	Description	Tests	References	R&D need
Failure of thermal control for cell	In contrast to the case for flat plate, loss of thermal contact between a CPV cell and its heat sink can cause catastrophic failure.	Thermal cycling (with current to increase heating of weak points)	[59, 61]	Faster test to identify low-cost, reliability thermal management schemes.
Effect of concentrated light (especially UV)	Some CPV systems experience hundreds of suns of UV exposure; even without UV light, the concentrated light can cause failures.	UV exposure	[60, 62]	Identify when UV is important; identify the causes of other failures, including a quantitative understanding of the effect of heat and how to accelerate testing.
Degradation of optics	Abrasion and other environmental exposure can cause loss of optical throughput.	Hardness; UV exposure	[62]	Different types of optical materials are sensitive to different types of stresses. The R&D must start with identifying which failure mechanisms are most important for the different designs.

In particolare le celle per applicazioni ad alta concentrazione del gruppo III-V sembrano attestarsi come le candidate più promettenti in un'ottica di riduzione del costo dell'energia elettrica per applicazioni terrestri. La conoscenza dell'affidabilità di tali dispositivi è tuttavia ancora scarsa e bisogna inoltre tenere presente che questi moduli devono competere con i tradizionali sistemi basati sulla tecnologia del silicio, che sono in genere garantiti per circa 25 anni. Si rende dunque necessario sviluppare dei test appropriati per valutare l'affidabilità di tali dispositivi. Si presentano di seguito alcuni risultati ottenuti da vari gruppi di ricerca con il fine di sviluppare dei test di *ageing* su celle ad alta concentrazione del gruppo III-V come quelli esposti in [VI]. Negli ultimi anni, infatti, c'è stato un significativo avanzamento nel campo delle celle solari per applicazioni terrestri ad alta concentrazione del gruppo III-V, risultanti in picchi di efficienza dell'ordine del 40% a 236 soli per celle solari a tripla giunzione. Nonostante esistano risultati preliminari in grado di mostrare la degradazione di queste celle solari in condizioni di esercizio analoghe a quelle esposte precedentemente, manca ancora una sufficiente esperienza in grado di definirne l'affidabilità. Una previsione teorica preliminare, esposta in [VII] e che sfrutta la similarità fra i LED e alcuni particolari tipi di celle a concentrazione solare, mostra un tempo medio di fallimento (*MTTF*, *Mean Time To Failure*) pari a 10^5 ore, equivalenti a 34 anni assumendo

un'operatività media di 8 ore giornaliere. In [VI] viene considerato un test di *ageing* con profilo termico a gradino, visibile in Figura 3.6, condotto su due gruppi A e B di celle solari a singola giunzione in GaAs di tipo *n-p*, sottoposte in camera climatica a step termici con temperature estreme comprese fra 90 °C e 150 °C e tali da non indurre ulteriori meccanismi di fallimento che non apparirebbero in normali condizioni operative.

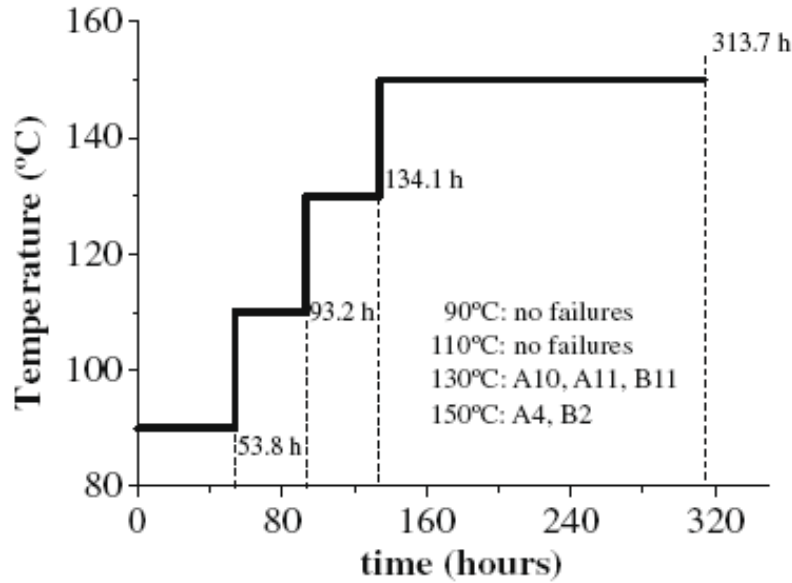


Figura 3.6. Test di *ageing* condotto su due gruppi A e B di celle in GaAs [VI].

Tali condizioni operative sono state simulate portando le celle al medesimo livello di corrente, pari a 250 mA, che avrebbero avuto in concentrazione operativa di 1000 soli e si è proceduto a registrare la curva I_d-V_d di buio ad ogni livello di temperatura, eseguendo delle misure addizionali della caratteristica elettrica anche a 25 °C dopo la conclusione di ogni step per avere la possibilità di comparare le curve. Il fallimento è stato identificato come una perdita di potenza di almeno il 20% se paragonata alla potenza iniziale del dispositivo. La caratteristica elettrica $I_{ill}-V_{ill}$ in luce è stata quindi ricavata dai dati sperimentali I_d-V_d misurati tramite le relazioni (3.1) e (3.2):

$$V_{ill} = V_d - I_{sc} R_s \quad [V] \quad (3.1)$$

$$I_{ill} = I_{sc} - I_d \quad [A] \quad (3.2)$$

In Figura 3.7 viene riportata l'evoluzione della caratteristica elettrica I_d-V_d di buio per una cella solare che non ha mostrato meccanismi di fallimento mentre in Figura 3.8 l'evoluzione per una cella che invece li ha evidenziati.

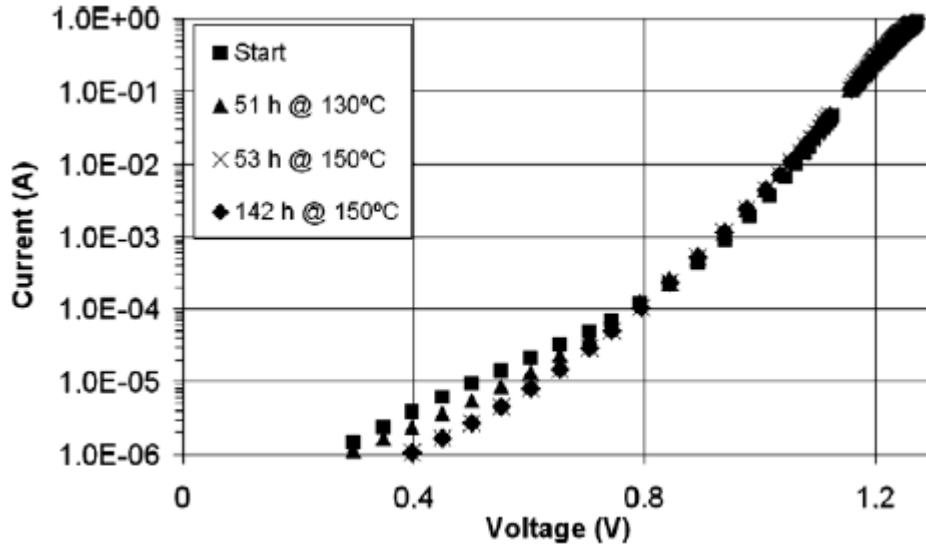


Figura 3.7. Evoluzione della caratteristica elettrica I_d-V_d di buio per una cella che non ha mostrato meccanismi di fallimento [VI].

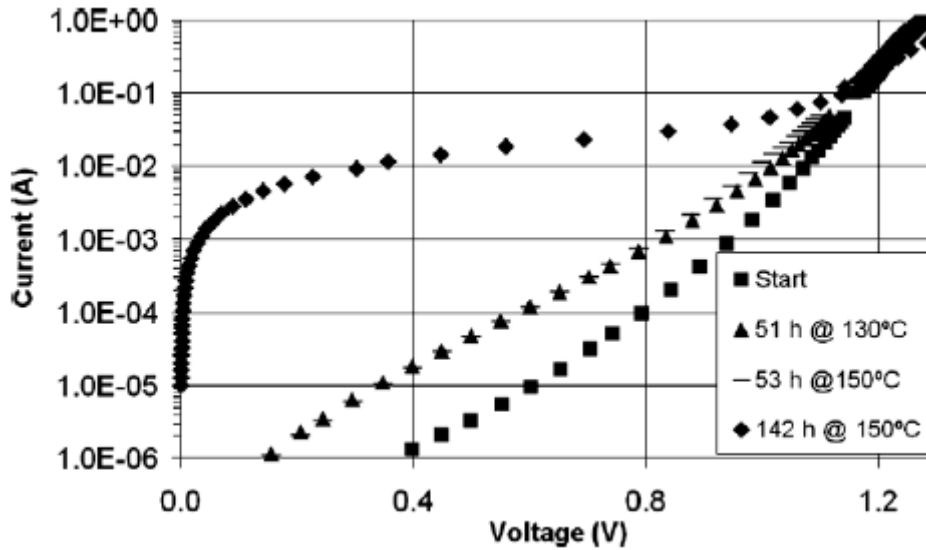


Figura 3.8. Evoluzione della caratteristica elettrica I_d-V_d di buio per una cella che ha mostrato meccanismi di fallimento [VI].

È stato quindi desunto un fattore adimensionale di accelerazione AF , la cui espressione è data dalla relazione di Arrhenius (3.3) indicata di seguito, nella quale con E_a si indica l'energia specifica di attivazione misurata in eV per ogni meccanismo di fallimento, con k la costante di Boltzmann misurata in eV/K e con T la temperatura assoluta espressa in K .

$$AF = \exp \left[\frac{E_a}{k} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right) \right] \quad (3.3)$$

Il fattore di accelerazione è stato quindi utilizzato per ricavare, a partire dalla durata reale del test eseguito, pari a 313.7 ore, un tempo di vita equivalente di 97039 ore corrispondenti a 33.2 anni di vita del dispositivo, ipotizzando in media 8 ore di lavoro giornaliero.

Si è ricavata da ultimo una funzione di affidabilità $R(t)$ in funzione del tempo espressa in (3.4) e la grandezza $MTTF$ espressa in (3.5), indicando con β ed η rispettivamente un fattore di forma e un fattore di scala espressi in $[h]$ e con Γ la funzione Gamma.

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right] \quad (3.4)$$

$$MTTF = \eta \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta} \right) \quad [h] \quad (3.5)$$

In Figura 3.9 e 3.10 vengono mostrati i risultati esposti in [VI] e che rappresentano rispettivamente l'estrapolazione su 25 anni della stima di affidabilità e del rateo di fallimento del dispositivo.

Viene dimostrata per entrambi i gruppi A e B testati un'affidabilità su 25 anni superiore al 65%. Nonostante questo possa non sembrare un risultato soddisfacente, si fa tuttavia notare che il test esposto in [VI] è stato condotto su celle prodotte in un laboratorio di ricerca e non da una linea industriale vera e propria: dunque, a seguito di tale considerazione, questo sembra essere un risultato promettente.

In particolare, come visibile in Figura 3.10, il rateo di fallimento tende asintoticamente ad un valore di saturazione molto interessante e pari a $1.67 \cdot 10^{-6}$ fallimenti per anno.

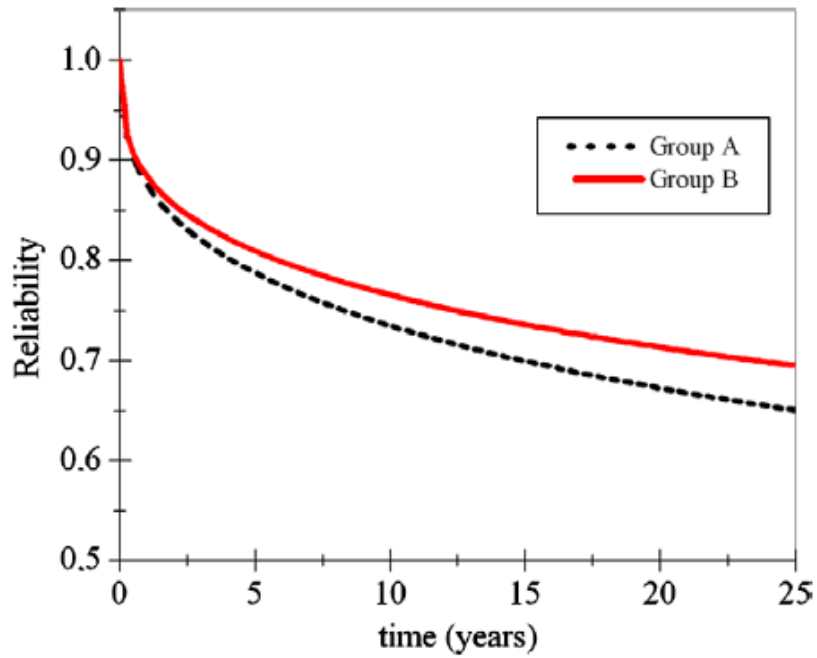


Figura 3.9. Stima di affidabilità estrapolata su 25 anni [VI].

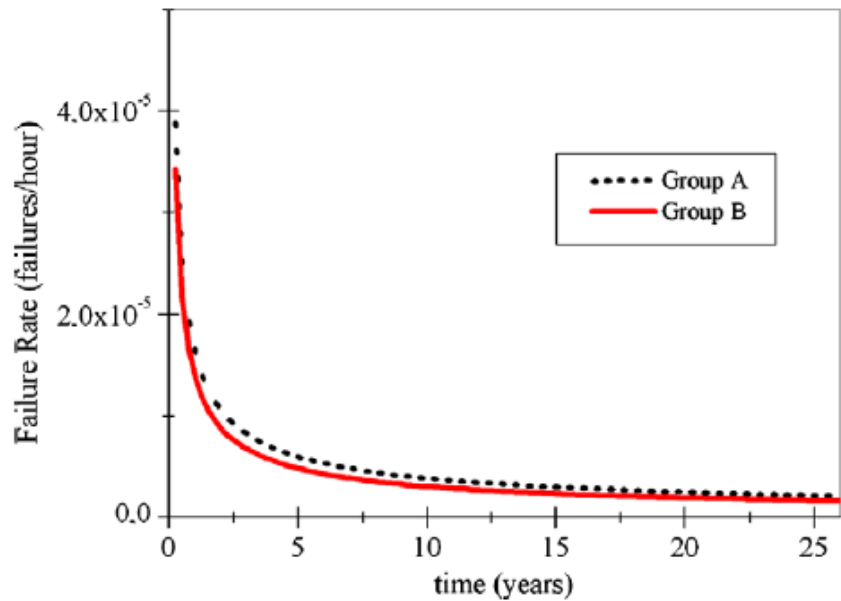


Figura 3.10. Stima del rateo di fallimento estrapolato su 25 anni [VI].

In [VIII] si considera invece un test di affidabilità in cui si applicano alle celle testate, preventivamente protette nella zona perimetrale per ridurre le perdite di potenza, due tipologie di stress: iniezione di corrente e temperatura. In Tabella 3.7 si riporta il valore della degradazione subita dalle celle per differenti valori di temperatura e di concentrazione, mentre in Figura 3.11 l'andamento della potenza relativa media a 130 °C e 150 °C.

Tabella 3.7. Degradazione di potenza a diversi valori di temperatura e concentrazione [VIII].

Temperature (°C)	Time (h)	700X	1050X
130	4232	1.69 %	No tested
150	2000	2.20 %	4.0 %

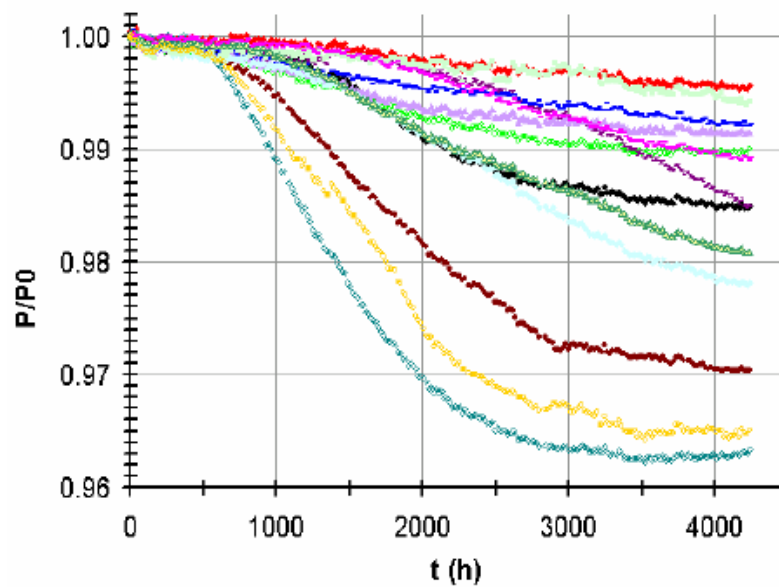


Figura 3.11. Evoluzione della potenza relativa media delle celle a 130 °C [VIII].

La Figura 3.11 mostra come siano stati evidenziati tre differenti andamenti della degradazione: sotto le 600 ore di test la degradazione sembra attestarsi a valori trascurabili, superato il valore critico di 600 ore tende invece ad avere un andamento esponenziale che infine si attesta ad un valore asintotico dopo circa 3000 ore. Sembra dunque che tali celle possano operare ad alti valori di concentrazione con una buona affidabilità e un buon comportamento alla degradazione.

In [IX] viene presentato un metodo per testare in condizioni accelerate i ricevitori solari per applicazioni ad elevata concentrazione, per definirne l'affidabilità e stimarne il tempo di vita. Nei sistemi a concentrazione, infatti, gli stress termici e meccanici che la cella integrata sul ricevitore deve sopportare sono di gran lunga superiori a quelli che si riscontrano sui classici moduli fotovoltaici piani. Tali ricevitori, caratterizzati da celle del gruppo III-V, sono stati sottoposti a 800 ore di test con il fine di simulare 20 anni di regime operativo a livelli di concentrazione pari a 500x. In [IX] si assume che il tempo di degradazione sia espresso dalla relazione di Arrhenius (3.6), nella quale con E_a si indica l'energia specifica di attivazione misurata in eV, con k la costante di Boltzmann misurata in eV/K, con T la temperatura assoluta espressa in K e con C una costante espressa in s.

$$t = C \cdot \exp\left(\frac{E_a}{kT}\right) \quad [\text{s}] \quad (3.6)$$

Dall'equazione (3.6) si nota come il tempo di degradazione aumenti per valori maggiori dell'energia di attivazione e valori minori della temperatura. Assumendo dunque un valore fissato di energia di attivazione, la degradazione sarà accelerata dall'aumento di temperatura.

Analogamente a quanto già espresso in (3.3), anche in questo caso l'influenza della temperatura sull'affidabilità è stata determinata calcolando un rateo di degradazione per due differenti temperature T_1 e T_2 , rispettivamente la temperatura operativa di esercizio e la temperatura di test. Il rateo di degradazione è espresso secondo la relazione (3.7).

$$\frac{t_1}{t_2} = \frac{C \cdot \exp\left(\frac{E_a}{kT_1}\right)}{C \cdot \exp\left(\frac{E_a}{kT_2}\right)} = \exp\left[\frac{E_a}{k} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)\right] \quad (3.7)$$

Il test accelerato per la stima del tempo di vita è stato condotto in camera climatica riscaldando i ricevitori ad una temperatura di 140 °C e iniettando in ogni cella la relativa corrente nominale di cortocircuito. Prima della prova e a seguito di quest'ultima, si è proceduto infine a misurare la caratteristica elettrica di ogni cella tramite simulatore solare.

In Figura 3.12 è mostrata la variazione in termini percentuali della tensione a circuito aperto per ogni ricevitore con il relativo riferimento al valore iniziale misurato prima del test. È possibile notare come, dopo 792 ore di test, 16 ricevitori sui 19 testati mostrino una riduzione della tensione a circuito aperto compresa fra il 3% e il 10% rispetto al valore iniziale e solo 3 ricevitori mostrino valori superiori al 10%, fallendo di fatto la prova.

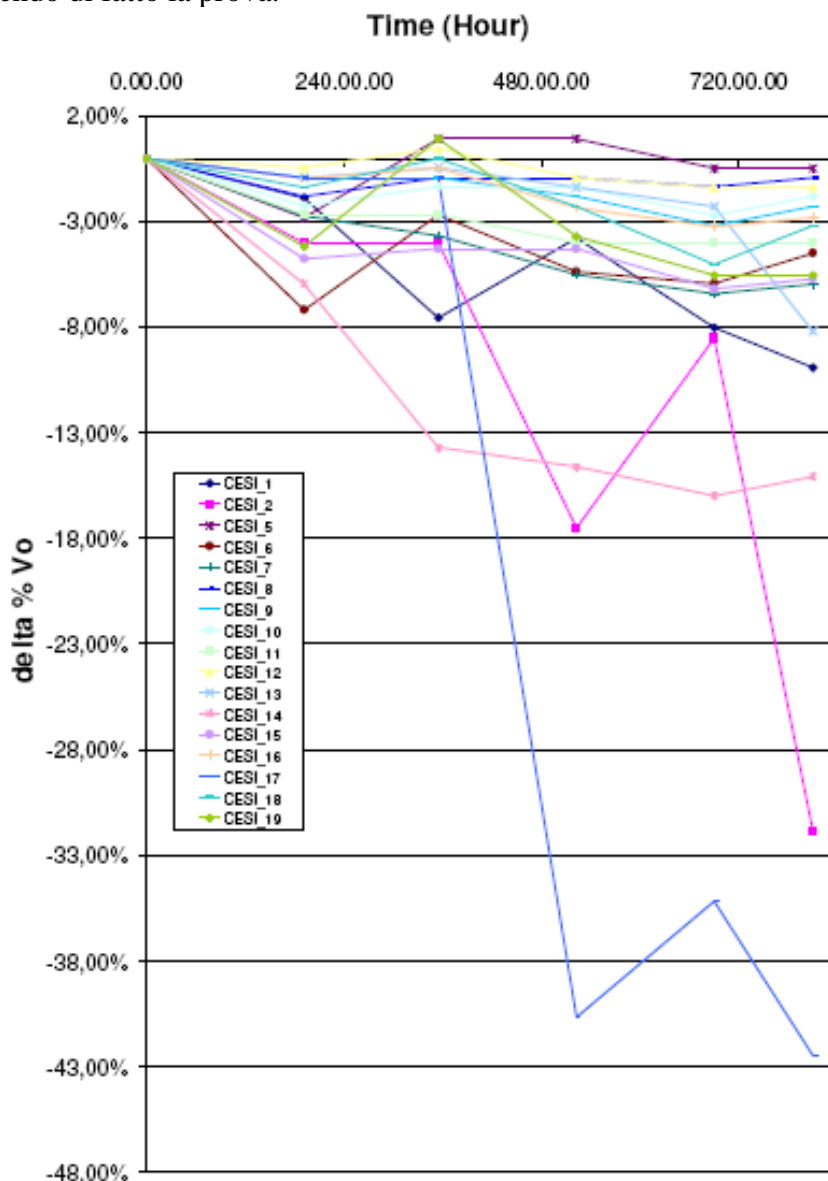


Figura 3.12. Variazione della tensione a circuito aperto in funzione del tempo [IX].

Capitolo 4

Descrizione dell'apparato sperimentale

4.1 Apparato sperimentale

Per definire le prestazioni delle celle solari si ricorre, in primo luogo, alla misura della loro caratteristica elettrica $I-V$, generata in presenza di luce in determinate condizioni operative e determinate temperature. È dunque necessario riprodurre in laboratorio le condizioni in cui andranno ad operare le celle solari. La parte più delicata è sicuramente la simulazione della luce solare, replicata tramite un sistema di lampade, specchi e filtri grazie ad un apparato denominato simulatore solare. Si distinguono due tipi di simulatori: i simulatori solari a singola sorgente e quelli a sorgente multipla. L'approssimazione dello spettro solare è tanto più precisa quanto maggiore è il numero delle sorgenti. Tuttavia, l'utilizzo di apparati a più sorgenti è costoso e molto complesso e, senza un'adeguata preparazione, i risultati ottenuti possono rivelarsi notevolmente errati.

4.1.1 Simulatore solare a singola sorgente

Il simulatore solare adoperato durante la campagna sperimentale di seguito descritta è un simulatore a singola sorgente che riproduce artificialmente lo spettro solare AM0. Tale apparato è dotato di una lampada allo xenon raffreddata ad aria, di un sistema di filtri ottici per riprodurre lo spettro e da un circuito stabilizzatore di luce. La sua affidabilità è garantita per venti anni. Durante le operazioni di misurazione la cella da testare viene posizionata su una base termostata mantenuta alla temperatura standard di 25 °C; la cella viene quindi tenuta perfettamente adesa alla base stessa grazie alla presenza di una pompa a vuoto e contattata tramite dei puntali per la misura della sua caratteristica elettrica. In Figura 4.1 è riportato il dettaglio della base termostata e dei puntali per la misura elettrica e, inoltre, il confronto fra lo spettro riprodotto dal simulatore *WACOM* a singola sorgente e quello reale AM0. Le caratteristiche spettrali del simulatore sono riportate di seguito in Tabella 4.1, mentre le sue caratteristiche tecniche sono indicate più avanti in Tabella 4.3.

Tabella 4.1. Caratteristiche spettrali del simulatore solare WACOM a singola sorgente.

Spectral region [nm]	AM0 Spectrum [W/m ²]	Tolerable deviation [%]	WACOM Solar Simulator [W/m ²]	Actual deviation [%]
350-499	245	± 20	255	4.1
500-799	452	± 10	442	-2.2
800-1099	249	± 10	249	-0.1
350-1099	946	-	946	-

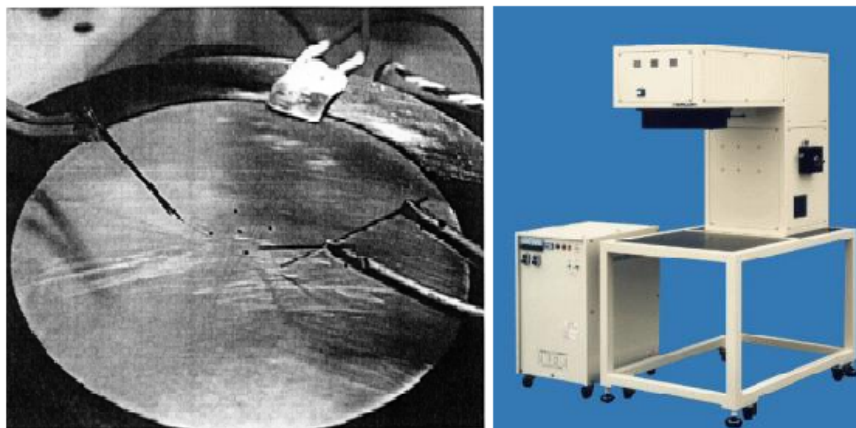
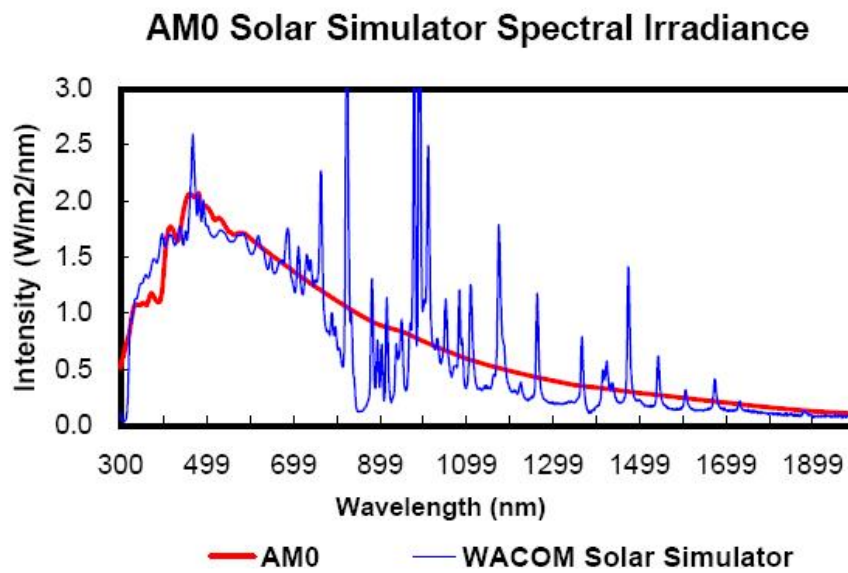


Figura 4.1. Simulatore solare WACOM a singola sorgente: spettro solare AM0 reale e ricostruito; dettaglio della base termostata e dei puntali per la misura elettrica.

Dagli andamenti proposti in Figura 4.1 è possibile notare come fino ad una lunghezza d'onda pari a circa 800 nm lo spettro riprodotto coincida abbastanza fedelmente con quello reale mentre per valori superiori a 800 nm presenti delle oscillazioni evidenti che ne determinano uno scostamento significativo. Tale scostamento fra i due spettri influisce in modo differente a seconda del tipo di cella utilizzata e deve comunque essere debitamente considerato. Come riportato in Tabella 4.2, il silicio, avente una risposta spettrale compresa fra 400 nm e 1200 nm, vede una diminuzione della corrente fotogenerata pari a circa il 5%, mentre il germanio, sensibile a lunghezze d'onda più elevate dello spettro, avrà una corrente mediamente superiore del 15% rispetto a quella ottenuta utilizzando lo spettro solare reale AM0.

Tabella 4.2. Variazione di potenza media incidente rispetto allo spettro solare reale AM0.

Material	Mean incident power fluctuation [%]
Si	-5.22
Ge	+15.07
GaAs	-9.04
InGaP	-5.45

Tabella 4.3. Caratteristiche tecniche del simulatore solare WACOM a singola sorgente.

Single source solar simulator	
Effective irradiated area	130 x 130 mm
Direction of irradiance	Down shine
Irradiance	80-140 mW/cm ²
Positional non-uniformity of irradiance	+/-3%
Temporal instability of irradiance	+/-1% / h
Maximum incident angle to irradiated surface	+/-3°
Spectral coincidence	Air mass 0 approximate 350 □ 499 nm → 0.8 □ 1.2 500 □ 799 nm → 0.9 □ 1.1 800 □ 1099 nm → 0.9 □ 1.1
Lamp	Xenon (short arc), 1000 W

Ad esempio, la misura sperimentale della caratteristica elettrica di una cella solare a singola giunzione al GaAs non è alterata dalla presenza dei picchi nella distribuzione spettrale della lampada allo xenon in quanto la cella al GaAs ha una lunghezza d'onda di *cut-off* pari a circa 870 nm. Per le celle solari a doppia giunzione, invece, la risposta spettrale della cella *bottom* al germanio si colloca fra i 900 nm e i 1870 nm, proprio dove lo spettro del simulatore solare si discosta maggiormente da quello reale AM0. Di conseguenza la cella al Ge vede, al simulatore solare, uno spettro più ricco grazie al quale incrementa la sua corrente

fotogenerata. Da ultimo, per le celle solari a tripla giunzione InGaP/InGaAs/Ge la prima giunzione InGaP è quella limitante a causa della bassa corrente prodotta; la zona dello spettro a cui è sensibile questa giunzione è d'altronde quella meglio approssimata avendo l'InGaP una lunghezza d'onda di *cut-off* pari a circa 675 nm e dunque le deviazioni nelle altre regioni dello spettro non provocano alcuna variazione sulla corrente erogata dalla cella nel suo complesso.

Quindi la corrente di cortocircuito non risente dell'incremento della corrente relativo alla giunzione al Ge causato dallo spettro riprodotto dal simulatore solare. Tutte le misure sperimentali al simulatore solare, tuttavia, devono sempre essere precedute da una procedura di calibrazione iniziale eseguita tramite delle celle di riferimento, preventivamente inviate ad alta quota tramite dei palloni sonda in modo che potessero rispondere allo spettro AM0 reale. La procedura di calibrazione viene svolta regolando la corrente della lampada del simulatore in modo tale che la cella campione fornisca una corrente di cortocircuito pari ad un valore di riferimento specificato. Le celle misurate dovranno dunque avere una risposta spettrale simile a quella di riferimento. La misura della cella di riferimento è eseguita dalla Spasolab (Europa) oppure dalla NASA (USA).

4.1.2 Simulatore solare a doppia sorgente

È un simulatore dotato di una ulteriore sorgente alogena e consente di ottenere uno spettro simile a quello solare anche a lunghezze d'onda elevate. Tale simulatore impiega specchi ottici in grado di sovrapporre la luce proveniente dalla lampada allo xenon alla luce proveniente da una lampada alogena, allo scopo di correggere la distribuzione spettrale prodotta dalla sola lampada alla xenon. In Figura 4.2 è riportato lo spettro riprodotto dal simulatore *WACOM* a doppia sorgente, confrontato con lo spettro solare AM0. In Tabella 4.4 e in Tabella 4.5 sono invece rispettivamente evidenziate le caratteristiche spettrali e tecniche del simulatore.

Tabella 4.4. Caratteristiche spettrali del simulatore solare *WACOM* a doppia sorgente.

Spectral region [nm]	AM0 Spectrum [W/m ²]	Tolerable deviation [%]	WACOM Solar Simulator [W/m ²]	Actual deviation [%]
350-499	245	± 20	253	3.3
500-799	452	± 10	456	0.9
800-1099	249	± 10	237	-4.8
350-1099	946	-	946	-

Tabella 4.5. Caratteristiche tecniche del simulatore solare WACOM a doppia sorgente.

Double source solar simulator	
Effective irradiated area	155 x 155 mm
Direction of irradiance	Down shine
Irradiance	80-140 mW/cm ²
Positional non-uniformity of irradiance	+/-2%
Temporal instability of irradiance	+/-1%/ h
Maximum incident angle to irradiated surface	+/-3°
Spectral coincidence	Air mass 0 approximate
Lamp	Xenon and Halogen

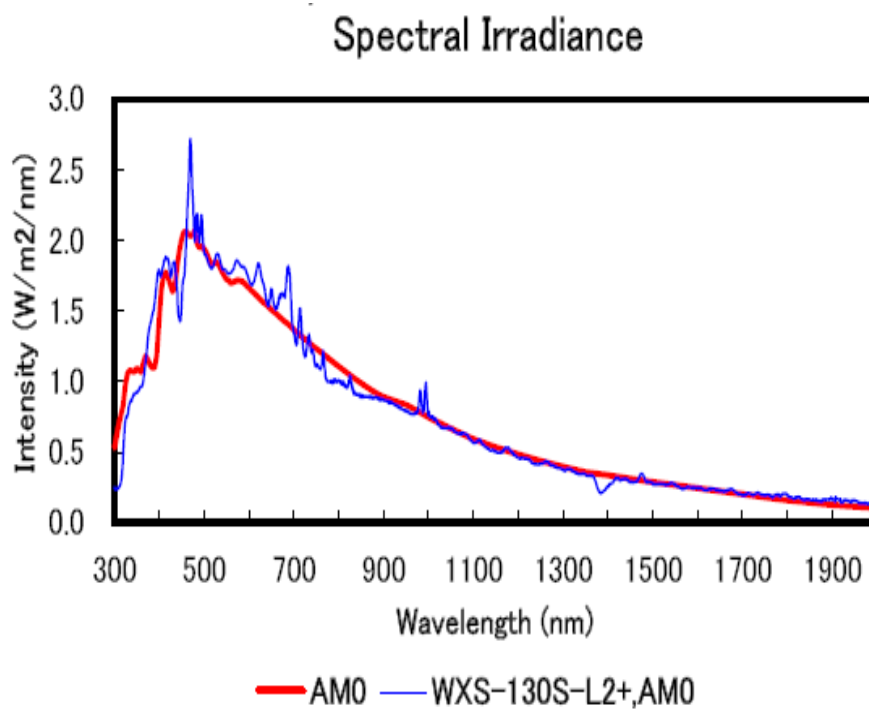


Figura 4.2. Simulatore solare WACOM a doppia sorgente. Tali sorgenti sono realizzate tramite una lampada allo xenon e una lampada alogena.

4.1.3 Acquisizione dati

La caratteristica elettrica corrente-tensione $I-V$ della singola cella solare testata, viene rilevata attraverso un modulo di acquisizione dati che funge da simulatore di carico sulla cella e che viene collegato al simulatore solare. Le caratteristiche

tecniche del modulo di acquisizione, collegato inoltre ad un elaboratore e gestito tramite software, vengono riportate di seguito in Tabella 4.6.

Tabella 4.6. Caratteristiche tecniche del modulo di acquisizione dati AEDI/FIAR.

Carico elettronico		Misura della corrente di riferimento	
Corrente massima	5.00 A	Intervallo di riferimento	0.195 A
Intervallo di tensione	-0.15/5 V		0.39 A
	-0.6/20 V		0.78 A
	-1.5/50 V		1.56 A
Potenza massima continua	120 W		3.12 A
Risoluzione		Canali di ingresso	
5 mV per 50 V		Precisione	+/-0.1% fondo scala
2 mV per 20 V		Coefficiente di temperatura	< 40 ppm/°C
0.5 mV per 5 V			
Misura di tensione	Misura di corrente	Misura di temperatura	
Intervallo di misura		Sensore	RTD tipo Pt-100
0.625 V	0.156 A	Intervallo	0-50 °C
1.25 V	0.312 A		
2.5 V	0.625 A		
5 V	1.25 A	Risoluzione	0.1 °C
10 V	2.5 A		
20 V	5 A	Precisione	+/-0.3 °C
40 V	-		

4.1.4 Profilometro a contatto

Per le misure dello spessore del contatto frontale e della rugosità superficiale del contatto posteriore delle celle, misure previste dalla prova di *Contact Uniformity and Surface Finish*, è stato utilizzato un profilometro a contatto. Tale profilometro è dotato di uno stilo diamantato posto a contatto con la superficie del campione da misurare e libero di muoversi verticalmente.

Un profilometro a contatto è in grado di misurare piccole variazioni della superficie in funzione della posizione dello stilo, arrivando a misurare, in genere, differenze dell'ordine di 10 nm - 1 mm. La posizione verticale dello stilo di diamante genera un segnale analogico che viene tracciato da un pennino o convertito in un segnale digitale.

Fra i vantaggi dei profilometri a contatto si segnala in particolare: l'indipendenza della misura dalla presenza di contaminanti sulla superficie in quanto metodi di misura senza contatto possono dare risposte sbagliate a causa di eventuali depositi superficiali, una buona risoluzione, il fatto che gran parte degli standards di precisione delle superfici nel mondo sono ottenuti con profilometri a contatto e da ultimo la possibilità di disporre di una tecnica diretta di indagine che non prevede l'utilizzo di modelli.

4.1.5 Lente di Fresnel

In particolare, per la qualifica delle celle a concentrazione, la misura della relativa caratteristica elettrica avviene sempre utilizzando il simulatore solare, ma interponendo fra la lampada di quest'ultimo e la cella deposta sulla base termostata una lente di Fresnel, in modo da concentrare i raggi luminosi in un punto focale centrato sulla cella sottostante. Al variare della distanza relativa fra la lente e la cella si riescono ad ottenere differenti ratei di concentrazione. Le lenti di Fresnel vengono utilizzate in applicazioni a concentrazione solare grazie alla loro elevata efficienza ottica, minimo peso e costi contenuti. Moduli per applicazioni che richiedono medi ed elevati ratei di concentrazione (>20), sono spesso equipaggiati con accurati sistemi di inseguimento che mantengano il fuoco esattamente sulla cella montata sul ricevitore.

La progettazione di tali lenti è orientata sempre più all'eliminazione delle aberrazioni in modo da ottenere un punto focale il più preciso possibile; benchè un punto focale estremamente preciso, grazie alla convergenza ordinata dei raggi luminosi, sia funzionale ad applicazioni ad elevatissima concentrazione, nella maggior parte dei sistemi è sufficiente un sistema collettore anche meno accurato, progettato secondo i dettami della *non-imaging optic*.

In Figura 4.3 sono mostrate differenti soluzioni progettuali per la realizzazione di un sistema collettore di energia applicato alla tecnologia fotovoltaica: le prime due lenti di Fresnel (a) e (b) originano entrambe una linea focale che incide su un ricevitore, sul quale è a sua volta montata una serie di celle fotovoltaiche, e si distinguono per la differente curvatura della lente stessa; la terza lente di Fresnel, indicata con (c), è una lente radiale che origina, invece, un punto focale incidente sulla cella sottostante (tale configurazione è stata quella adottata nell'indagine sperimentale oggetto di discussione per la caratterizzazione elettrica delle celle); l'ultima lente (d) è sempre di tipo radiale ma sviluppata per applicazioni di micro-ottica e ha un diametro pari a $100\ \mu\text{m}$, a riprova ulteriore dell'estrema precisione e complessità tecnologica raggiunte nel settore ottico.

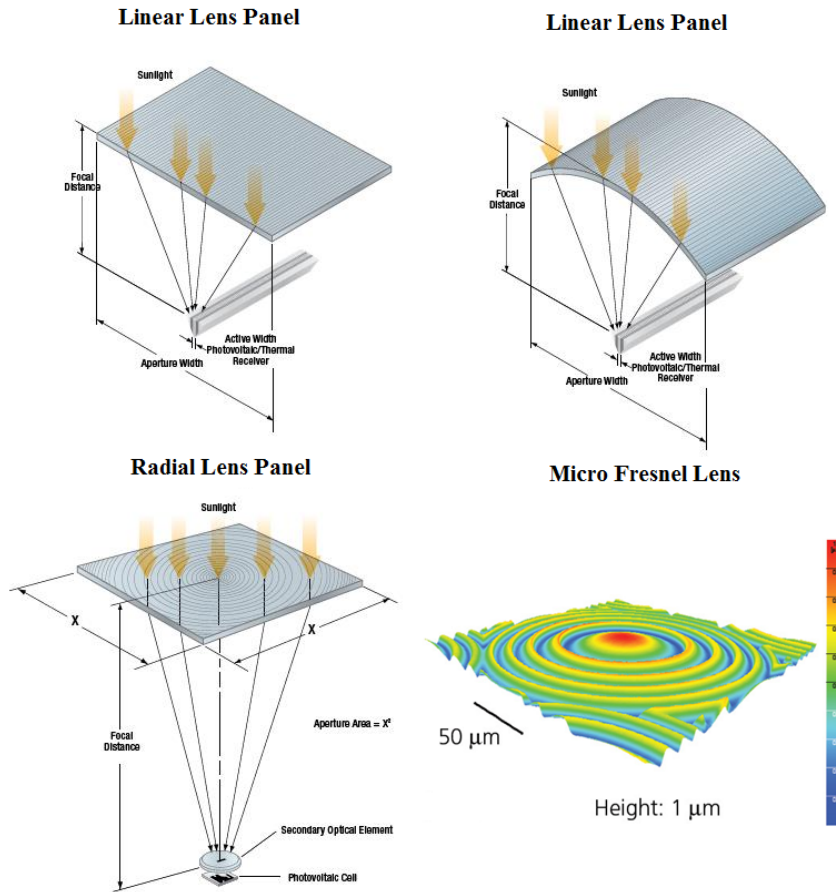


Figura 4.3. Differenti soluzioni costruttive di una lente di Fresnel: (a) lineare, (b) lineare, (c) radiale, (d) radiale per applicazioni di micro-ottica.

Considerando la soluzione progettuale mostrata in Figura 4.3 (b), più sovente utilizzata per applicazioni a bassa o media concentrazione, è possibile definire il campo visivo di una lente di questo tipo tramite l'introduzione di due semiangoli θ e ψ , visibili in Figura 4.4, definiti rispettivamente *cross sectional angle* e *perpendicular angle* e che rappresentano i semiangoli di accettazione dei raggi luminosi incidenti sulla lente. Tali lenti vengono in genere progettate in modo da risultare estremamente tolleranti ad errori di modellazione e tale tolleranza viene perseguita disponendo vari prismi su una struttura ad arco in modo che ogni prisma rifranga il raggio luminoso che gli passa attraverso. Come visibile nel dettaglio di Figura 4.5, per ogni prisma della lente, l'angolo di incidenza del raggio luminoso valutato alla superficie prismatica esterna della lente è uguale all'angolo di uscita

del raggio valutato alla superficie prismatica interna. La condizione di rifrazione simmetrica, combinata con l'indice di rifrazione del materiale costituente la lente, definisce completamente il percorso prismatico e implica che ogni prisma sia orientato nella sua condizione di minima deviazione. Una lente di questo tipo ha due benefici ottici di primaria importanza che consistono in una perdita totale per riflessione minima alle due interfacce interna ed esterna della lente e in una notevole tolleranza all'errore di forma, tolleranza che può arrivare ad essere fino a 100 volte superiore rispetto a convenzionali lenti piatte di Fresnel o a concentratori che operano per riflessione.

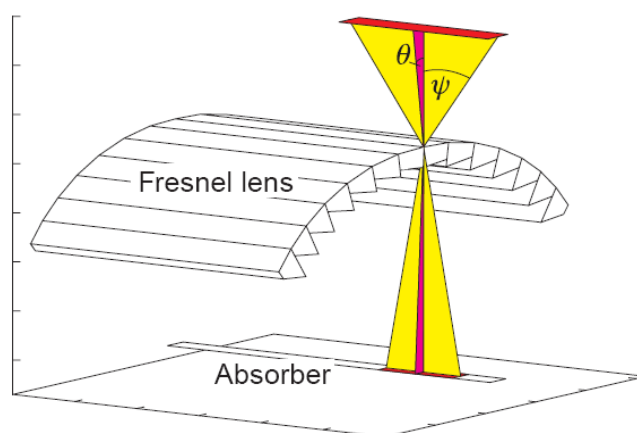


Figura 4.4. *Cross sectional angle e perpendicular angle* per una lente di Fresnel lineare [XII].

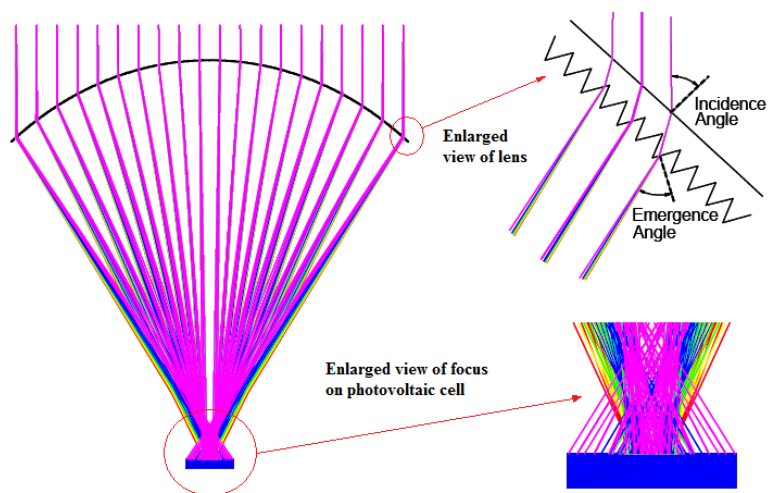


Figura 4.5. Lente di Fresnel con raggi a falsi colori indicanti le lunghezze d'onda nell'intervallo di risposta $0.36 \mu\text{m} - 1.80 \mu\text{m}$ per una cella fotovoltaica InGaP/GaAs/Ge [XIII].

Varie soluzioni analitiche sono state sviluppate nel corso degli anni per la risoluzione in forma chiusa di semplici lenti di Fresnel, in modo da disporre di un agevole mezzo teorico utile per una preliminare stima dei ratei di concentrazione dei collettori solari. Tali soluzioni analitiche sono in genere valide finchè sono rispettate varie ipotesi, fra cui la possibilità di considerare la lente sottile, cioè dotata di una distanza focale f molto maggiore dello spessore d della lente, e con una curvatura trascurabile. La lente considerata in Figura 4.3 (b) si riduce dunque ad una lente piana senza spessore come quella mostrata in Figura 4.6, in riferimento alla quale è possibile scrivere un sistema di equazioni dovute a Tver'yanovich (1984). Con R si denota la distanza dell'estremo raggio luminoso, considerato parassiale, valutata a partire dall'asse ottico del sistema, con n l'indice di rifrazione del materiale, con f la distanza focale. Infine si indica con α l'angolo prismatico di ogni singolo prisma costituente la lente, variabile fra l'asse ottico e l'estremo raggio parassiale, e obiettivo della simulazione. Introducendo la *Legge di Snell*, già semplificata, data dalla relazione (4.1) è possibile scrivere:

$$n \cdot \sin \alpha = \sin \beta \quad (4.1)$$

Si introducono le espressioni (4.2) e (4.3):

$$\tan \omega = \frac{R}{f} \quad (4.2)$$

$$\beta = \alpha + \omega \quad [\text{rad}] \quad (4.3)$$

Dopo alcuni passaggi è possibile scrivere la relazione (4.4):

$$\tan \alpha = \frac{R}{f} \cdot \frac{\cos \omega}{n - \cos \omega} \quad (4.4)$$

Sostituendo la relazione (4.5) in (4.4) si ottiene la relazione finale in α data da (4.6):

$$\cos \omega = \frac{f}{\sqrt{R^2 + f^2}} \quad (4.5)$$

$$\tan \alpha = \frac{R}{n\sqrt{R^2 + f^2} - f} \quad (4.6)$$

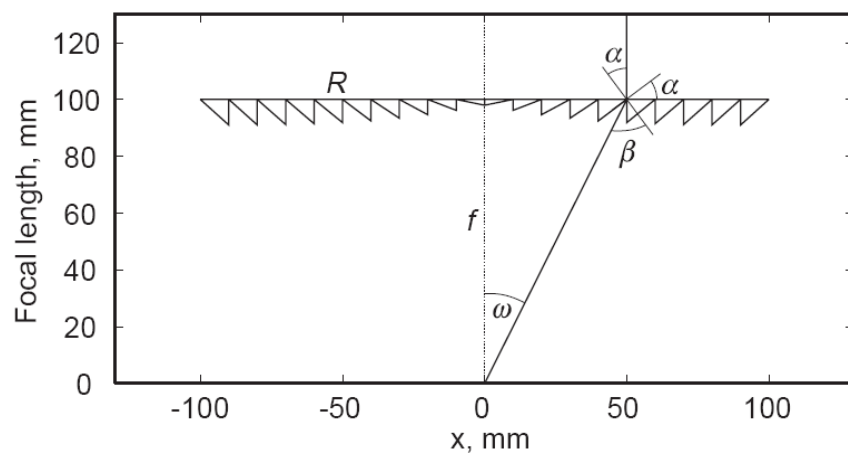


Figura 4.6. Soluzione analitica per la progettazione di una semplice lente di Fresnel [XII].

Di seguito in Figura 4.7 è riportata un'analisi di sensitività condotta sull'angolo prismatico α per la progettazione dei singoli prismi costituenti una lente piana di Fresnel e realizzata sfruttando la relazione (4.6) al variare della distanza focale f , dell'estensione R della lente dal suo asse ottico e dell'indice di rifrazione n del materiale costituente la lente.

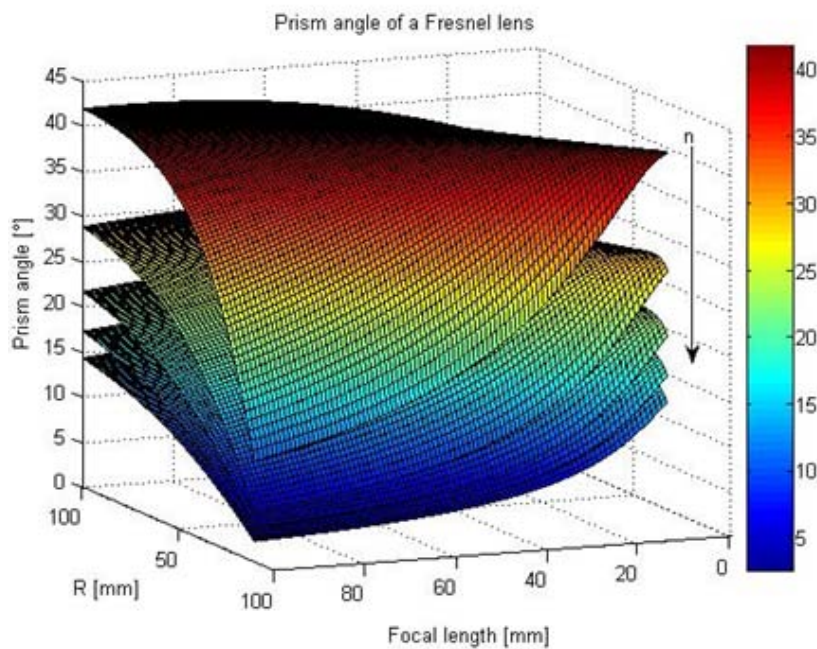


Figura 4.7. Analisi di sensitività condotta sull'angolo α al variare di R , f e n .

L'utilizzo di lenti di Fresnel applicate a sistemi a concentrazione consente dunque di superare i problemi tipici di cui soffrono sistemi concentratori a riflessione, che utilizzano specchi inclinati su entrambi i lati di un piano fotovoltaico per incrementare il flusso solare. Il concetto base che mostra l'utilizzo di specchi come concentratori è evidenziato in Figura 4.8. Se tali specchi fossero in grado di essere mantenuti in una configurazione otticamente piana, il flusso solare riflesso sarebbe uniforme sul pannello piano fotovoltaico, ma sfortunatamente anche piccoli errori di forma in questi specchi possono causare perdite significative e la non uniformità del flusso solare riflesso sul piano fotovoltaico. Se gli errori di forma degli specchi portano ad una concavità, il flusso riflesso può essere non uniforme mentre una convessità dello specchio potrebbe determinare significative perdite per riflessione.

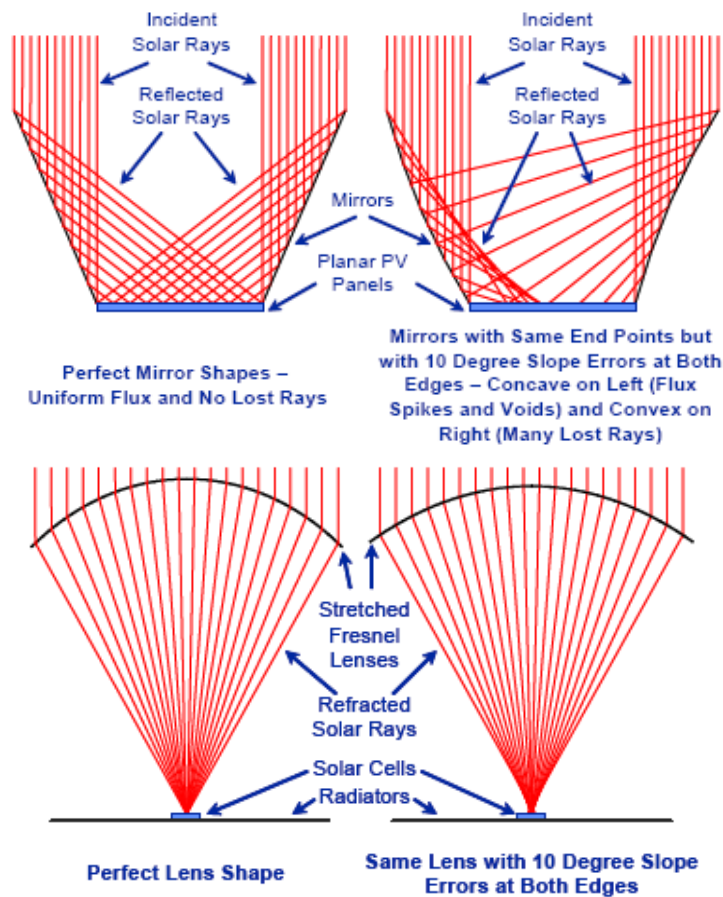


Figura 4.8. (Sopra) Andamento delle tracce dei raggi luminosi per un concentratore dotato di specchi inclinati di 60° con specchi perfetti (sinistra) e specchi con errore di forma (destra). (Sotto) Tracce per una lente di Fresnel a rifrazione simmetrica per lente perfetta (sinistra) e lente con errore di forma (destra) [XIII].

L'approccio tramite un concentratore dotato di lenti di Fresnel a rifrazione simmetrica, sempre mostrato in Figura 4.8, invece si dimostra essere meno sensibile agli errori di forma riuscendo ad operare una concentrazione ancora molto precisa. La ragione primaria per l'utilizzo in applicazioni terrestri di concentratori dotati di lenti è dunque principalmente il risparmio ottenuto sulla superficie della cella, sulla massa e sui costi e una minore dipendenza dagli errori di forma. Sistemi di questo tipo, dotati di lenti di Fresnel, furono testati con successo addirittura nello spazio da ENTECH e NASA a partire dal 1986 a riprova della sinergia e dei forti legami fra fotovoltaico spaziale e terrestre. Ne è un esempio il sistema SCARLET (*Solar Concentrator Array using Linear Element Technology*), sviluppato nella metà degli anni novanta e imbarcato nel 1998 a bordo del *Deep Space 1* per una durata complessiva di missione di 38 mesi. In Figura 4.9 è mostrata un'evoluzione del sistema SCARLET, che prende il nome di SLA (*Stretched Lens Array*) in cui le lenti di Fresnel sono costituite da membrane siliconiche tensionate in orbita durante l'apertura dei pannelli e in grado di raggiungere ratei di concentrazione pari a 8.5x.



Figura 4.9. *SLA Prototype Wing* e dettaglio del sistema [XIII].

Capitolo 5

Risultati della campagna sperimentale

5.1 Introduzione

In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti a seguito di una campagna di indagine sperimentale condotta su un totale di 80 celle destinate ad applicazioni terrestri a concentrazione, seguendo una qualifica appositamente sviluppata per tali celle. Nel seguito verranno preliminarmente presentate le caratteristiche salienti del campione dal punto di vista geometrico, ottico e fisico. Seguirà quindi la suddivisione casuale in tre sottogruppi A, B ed O dei campioni selezionati in modo da perseguire tre differenti fini dimostrativi, andando contestualmente a corredare ogni cella di una propria sigla identificativa. Da ultimo verranno presentati il *test plan* appositamente redatto, i risultati ottenuti per ogni test con relativa analisi dei dati e, laddove possibile, la correlazione fra le evidenze sperimentali e i risultati desunti tramite i corrispondenti modelli teorici.

5.2 Qualifica Terrestre

5.2.1 Caratteristiche del campione

Le celle solari qualificate sono celle a tripla giunzione InGaP/GaAs/Ge realizzate da CESI per applicazioni a concentrazione terrestre (CCPV) e derivate da celle concepite originariamente per applicazioni spaziali. Come già ampiamente detto precedentemente la tecnologia sviluppata per il settore spaziale offre spesso ricadute immediate nel settore terrestre e, dunque, lo sviluppo, la produzione industriale su larga scala e la qualifica di celle solari spaziali ad altissima efficienza può fornire elementi innovativi e tecnologicamente molto avanzati per il decollo e il progresso del fotovoltaico terrestre. Queste celle trovano principalmente applicazione nei sistemi a concentrazione, nei quali si riduce l'area del semiconduttore grazie all'impiego di specchi o lenti di Fresnel che concentrano la radiazione solare su celle di ridotte dimensioni. In Tabella 5.1 e in Tabella 5.2 vengono riportate le caratteristiche geometriche ed elettriche delle celle qualificate, mentre in Figura 5.1 e Figura 5.2 il prospetto frontale di una cella e differenti esempi di moduli concentratori all'interno dei quali tali celle trovano alloggio.

Tabella 5.1. Dimensioni e relative tolleranze di una cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38% qualificata.

	Length	Width	Thickness
Values	10.92 mm	10.06 mm	160 μm
Tolerances	$\pm 100\mu\text{m}$	$\pm 100 \mu\text{m}$	$\pm 20\mu\text{m}$

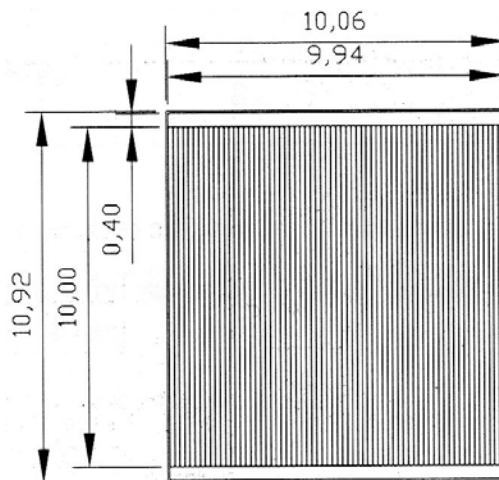


Figura 5.1. Prospetto frontale di una cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38%.

Tabella 5.2. Caratteristiche principali della cella solare InGaP/GaAs/Ge CCTJ 38% per applicazioni terrestri a concentrazione.

FEATURES	
AM1.5D efficiency (average): > 30% (25°C)	
Concentration Ratio: >100 sun	
Thickness range: 140-180 μm	
Cell sizes: from 1 mm^2 up to 10 mm^2	
Interconnect techniques: soldering, ultrasonic, parallel-gap welding	
External protection diode required	
Structure N on P	
TYPICAL ELECTRIC PARAMETERS	
<i>(AM1.5D, 25°C, bare cells)</i>	
Open circuit voltage (V_{oc})	2.80 V
Short circuit current (I_{sc})	1.18 A
Max. Power (P_m)	2.86 W
Fill factor	0.87
Average Efficiency	30%
Suns	70
Size	1 cm^2



Figura 5.2. Celle a concentrazione solare e varie tipologie di moduli concentratori (CESI).

5.2.2 Sequenza di qualifica

La sequenza di qualifica per la caratterizzazione delle celle a concentrazione è stata sviluppata cercando di coniugare sinergicamente le tipologie di test che sembravano più adatte a coprire tutte le possibili prestazioni della cella a diverse condizioni operative. Le differenti tipologie di test sono state desunte dalla normativa ECSS-E-20-08 per celle destinate ad applicazioni spaziali e dalla normativa IEC-62108 per moduli a concentrazione terrestre. Prima di procedere alla produzione di celle solari a concentrazione è dunque opportuno condurre una campagna di misura che ne qualifichi il componente. A questo scopo 80 celle solari sono state scelte casualmente a partire da un lotto di pre-produzione di 400 celle: le celle selezionate sono state destinate ai test di qualifica e utilizzate inoltre per validare le tecniche di montaggio sul ricevitore solare. In Tabella 5.3 viene riportata la suddivisione nei sottogruppi A, B ed O dei campioni selezionati e la finalità dimostrativa che ogni sottogruppo si propone di perseguire (capitolo 3.2.2.2); il sottogruppo B è costituito da 40 celle mentre i sottogruppi A ed O da 20. In Tabella 5.4 è invece mostrato il *test plan* sviluppato, unitamente alla sigla identificativa di ogni prova e al numero sequenziale in cui questa deve essere eseguita.

Tabella 5.3a. Qualification Test Plan per celle solari terrestri a concentrazione: suddivisione in sottogruppi dei campioni e relativa finalità dimostrativa.

Subgroup A		Subgroup B				Subgroup O	
ID	Cell	ID	Cell	ID	Cell	ID	Cell
a1	1684-4 TJ1A1	b1	3479-F I1A1	b21	3479-C I2D3	o1	1684-4 TJ3A1
a2	1684-4 TJ1A2	b2	3479-F I1A2	b22	3479-C I2D4	o2	1684-4 TJ3A2
a3	1684-4 TJ1A3	b3	3479-F I1A3	b23	2119-3 TJ96B1	o3	1684-4 TJ3A3
a4	1684-4 TJ1A4	b4	3479-F I1A4	b24	2119-3 TJ96B2	o4	1684-4 TJ3A4
a5	1684-4 TJ1B1	b5	3479-F I1B1	b25	2119-3 TJ96B3	o5	1684-4 TJ3B1
a6	1763-8 TJ1B2	b6	3479-F I1B2	b26	2119-3 TJ96B4	o6	1763-8 TJ3B2
a7	1763-8 TJ1B3	b7	3479-F I1B3	b27	2119-3 TJ96C1	o7	1763-8 TJ3B3
a8	1763-8 TJ1B4	b8	3479-F I1B4	b28	2119-3 TJ96C2	o8	1763-8 TJ3B4
a9	1763-8 TJ1C1	b9	3479-F I1C1	b29	2119-3 TJ96C3	o9	1763-8 TJ3C1
a10	1763-8 TJ1C2	b10	3479-F I1C2	b30	2119-3 TJ96C4	o10	1763-8 TJ3C2
a11	1763-8 TJ1C3	b11	3479-C I2A2	b31	2119-3 TJ96D1	o11	1763-8 TJ3C3
a12	1763-8 TJ1C4	b12	3479-C I2A4	b32	2119-3 TJ96D2	o12	1763-8 TJ3C4
a13	1763-8 TJ1D1	b13	3479-C I2B3	b33	2119-3 TJ96D3	o13	1763-8 TJ3D1
a14	1765-9 TJ1D2	b14	3479-C I2B4	b34	2119-3 TJ96D4	o14	1765-9 TJ3D2
a15	1765-9 TJ1D3	b15	3479-C I2C1	b35	2119-15 TJ97A1	o15	1765-9 TJ3D3
a16	1765-9 TJ1D4	b16	3479-C I2C2	b36	2119-15 TJ97A2	o16	1765-9 TJ3D4
a17	1765-9 TJ2A1	b17	3479-C I2C3	b37	2119-15 TJ97A3	o17	1765-9 TJ4A1
a18	1765-9 TJ2A2	b18	3479-C I2C4	b38	2119-15 TJ97A4	o18	1765-9 TJ4A2
a19	1765-9 TJ2A3	b19	3479-C I2D1	b39	2119-19 TJ97B1	o19	1765-9 TJ4A3
a20	1765-9 TJ2A4	b20	3479-C I2D2	b40	2119-19 TJ97B2	o20	1765-9 TJ4A4

Tabella 5.3b. Qualification Test Plan per celle solari terrestri a concentrazione: finalità dimostrativa di ogni sottogruppo.

Subgroup A	contact adherence (front and rear side)
Subgroup B	BOL performance
Subgroup O	extended storage simulation

Tabella 5.4. Qualification Test Plan per celle solari terrestri a concentrazione: sequenza dei test di qualifica.

Test sequence for bare solar cells CCTJ			Bare cells (80)		
Test	Symbol	Method	A (20)	B (40)	O (20)
Visual Inspection	VI	See AD1	1,8	1	1,5,8
Dimensions and Weight	DW	See AD1	2	2	2
Electrical Performance	EP	1 sun		3,8,11	
Electrical Performance CPV	EPX	See AD1	3,6,9	4,9,12	3,6,9
Temperature Coefficients	TC	See AD1		5	
Spectral Response	SR	See AD1		6	
Humidity & Temperature 1	HT1	See AD1			4
Humidity & Temperature 2	HT2	See AD1	5		
Coating Adherence	CA	See AD1			10
Contact Uniformity & Surface Finish	CU	See AD1	4		
Pull Test	PT	See AD1	10		
Thermal cycling (77 K – 110 °C)	CY	See AD1	7		7
Dark curve - forward	CD	See AD1		10	
Cell reverse	CI	See AD1		7	

5.2.3 Risultati sperimentali

Si riportano qui di seguito i risultati sperimentali ottenuti per ogni sottogruppo, relativi alle singole prove eseguite nell'ordine sequenziale definito dal *test plan*.

5.2.3.1 Gruppo A (contact fitness)

5.2.3.1.1 *Visual Inspection*

La prova di *Visual Inspection* è stata eseguita andando a verificare e registrare per tutti i campioni selezionati l'eventuale manifestazione di difetti visivi, la cui sola presenza sulla cella, in alcuni casi, o la concentrazione al di sopra di limiti definiti, nella maggior parte degli altri, potrebbe determinare il non superamento della prova stessa. In Tabella 5.5 vengono riportate le differenti tipologie di difetti visivi contemplati dalla normativa, identificati tramite un numero progressivo da 1 a 61

(*N° Ref.*). I difetti effettivamente riscontrati sui campioni testati per il sottogruppo A sono stati ravvisati sempre in Tabella 5.5 tramite un numero identificativo evidenziato in rosso. I restanti difetti non sono stati invece riscontrati sulle celle.

Tabella 5.5. Tipologie di difetti visivi. Vengono evidenziati in rosso i difetti riscontrati sulle celle del sottogruppo A di qualifica.

N° Ref.	Cell Defects
1	Surface crack, both ends on same edge
2	Crack, across the entire cell thickness
3	Missing portion of cell across the entire cell thickness near the edge (Edge chips)
4	Corner chips
5	Non uniform color of ARC coating/discolorations
6	Surface nick/missing portion of cell on a surface
7	Metal or ARC void
8	Metal delamination
9	Pit on the surface caused by impact of an object
10	Bubbles/blisters
11	Excess material
12	Scratches
13	Delamination of cell's pads
14	Missing grid
15	Interrupted grid
16	Coating worms/blisters
17	Irregular cut
19	Metal discoloration/non uniform metal color
20	Marking code discoloured/not well readable
21	Ink spot
22	Etch pit of Germanium wafer
23	Slip lines (Ge crystalline defect)
N° Ref.	Generic Defects
59	Fingerprints
60	Marks/signs
61	Spots

In Tabella 5.6 vengono invece riportati i risultati della prova: ogni singola cella viene identificata tramite un numero progressivo da 1 a 20 (*Cell ID*). L'analisi statistica delle occorrenze dei difetti, visibile in Tabella 5.7 e rappresentata graficamente in Figura 5.3, permette di verificare come i danni visivi più ricorrenti siano quelli identificati dai numeri di riferimento 5, 12, 15 e 61, vale a dire: colorazione non uniforme del *coating* anti-riflettente e decolorazioni in generale, graffi, interruzione della griglia e macchie. A seguito della misura della curva *I-V* di celle mostrandoti tali difetti, è possibile affermare, con una certa sicurezza, che quest'ultimi non sembrano degradare in modo significativo le prestazioni elettriche e dunque possono essere ritenuti accettabili, sempre se localizzati in zone contenute

sulla superficie della cella, in quanto valutabili solamente come difetto cosmetico. In ogni caso sembra essere utile, a partire dai risultati proposti, ripercorrere ogni *step* del processo produttivo per cercare di capire in quale precisa fase del processo avvenga la genesi dei singoli difetti sopra descritti e, nei limiti della variabilità statistica, cercare di abatterli al livello esiguo degli altri difetti visivi riscontrati. Si evidenziano con una **X** in Tabella 5.6 le celle che non hanno superato la prova di ispezione visiva.

Tabella 5.6. Risultati della prova di Visual Inspection per il sottogruppo A.

Visual Inspection results for CCPV solar cells – Subgroup A							
Cells ID	VI codes		Accepted	Cells ID	VI codes		Accepted
	Back	Front			Front	Back	
a1	12,61	5	ok	a11	12	7,15	X
a2	12	5	ok	a12	-	15	ok
a3	-	-	ok	a13	12	15	ok
a4	10,61	-	X	a14	12,61	-	ok
a5	12,61	-	ok	a15	12,61	-	ok
a6	61	5,15	ok	a16	12,61	5,19	ok
a7	12,61	-	ok	a17	12,61	5,15	ok
a8	12,61	5,15	ok	a18	61	-	ok
a9	12	5	ok	a19	12,61	15	ok
a10	-	5	ok	a20	61	5	ok

Tabella 5.7. Occorrenza dei difetti cella per cella (rosso) per il sottogruppo A. La cella è identificata tramite il suo ID (viola) mentre la tipologia del difetto è identificata tramite il relativo numero (giallo).

		Cell Defects Typology																												
A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21	22	23	59	60	61					
1					■							■															■			
2					■							■																		
3																														
4										■																	■			
5												■																		
6					■										■												■			
7																											■			
8					■							■			■												■			
9																														
10					■																									
11							■								■															
12																														
13													■																	
14																											■			
15																														
16					■																									
17					■																						■			
18																											■			
19																														
20					■																						■			

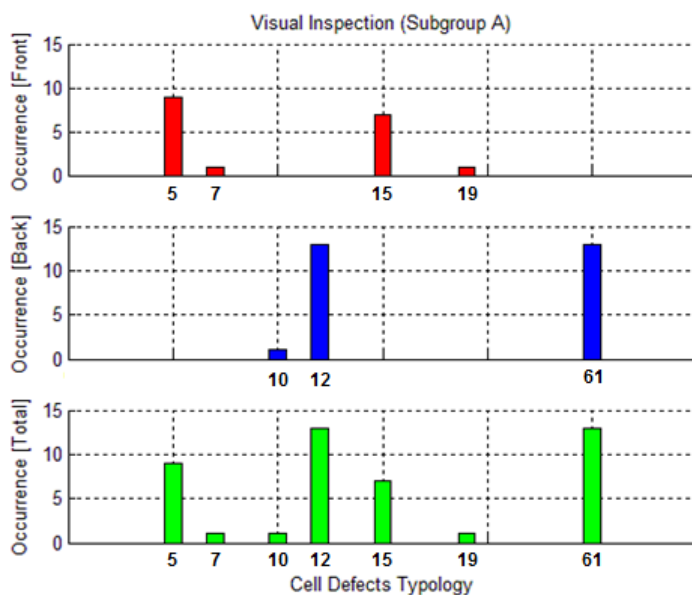


Figura 5.3. Occorrenza dei difetti visivi messi in evidenza dalla prova per il sottogruppo A.

5.2.3.1.2 Dimensions and Weight

Sono state valutate le dimensioni, la massa e lo spessore delle singole celle. Anticipando quanto calcolato anche per i sottogruppi B ed O, sono state valutate la funzione di densità di probabilità e la funzione di distribuzione cumulativa per massa e spessore utilizzando un metodo non parametrico basato su *Kernel* a partire dalla rappresentazione della densità di frequenza tramite istogrammi visibile in Figura 5.4. In Figura 5.5 è invece mostrato il confronto fra la funzione ricavata e la funzione di densità di probabilità ottenuta ipotizzando una distribuzione gaussiana.

Tabella 5.8. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo A.

Cells	Dimensions [go/no-go]	Weight [g]	Thickness [mm]	Cells	Dimensions [go/no-go]	Weight [g]	Thickness [mm]
a1	ok	0.088	0.181	a11	ok	0.090	0.169
a2	ok	0.085	0.171	a12	ok	0.093	0.180
a3	ok	0.088	0.182	a13	ok	0.091	0.185
a4	ok	0.088	0.176	a14	ok	0.090	0.170
a5	ok	0.087	0.175	a15	ok	0.087	0.169
a6	ok	0.091	0.175	a16	ok	0.090	0.174
a7	ok	0.094	0.183	a17	ok	0.091	0.174
a8	ok	0.091	0.176	a18	ok	0.089	0.165
a9	ok	0.093	0.187	a19	ok	0.092	0.167
a10	ok	0.089	0.180	a20	ok	0.091	0.164

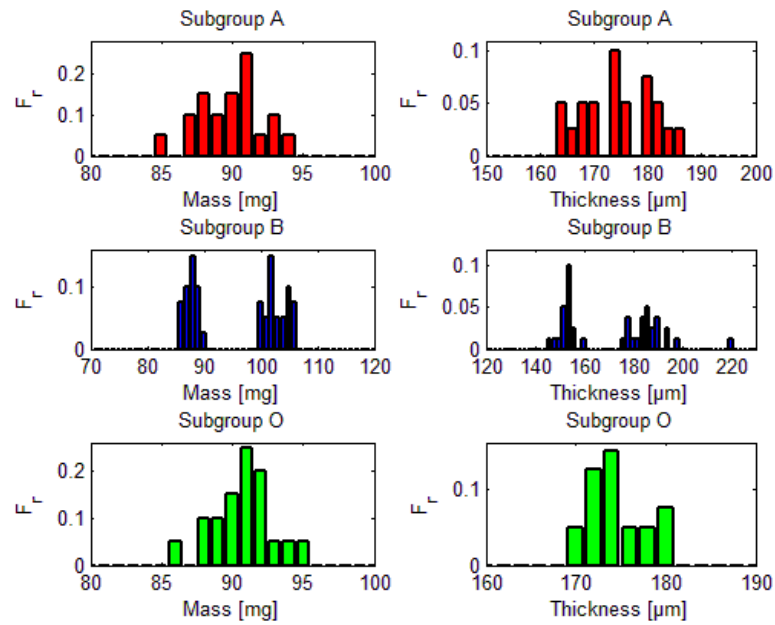


Figura 5.4. Istogrammi della densità di frequenza per i valori di massa e spessore delle celle per i sottogruppi A, B e O.

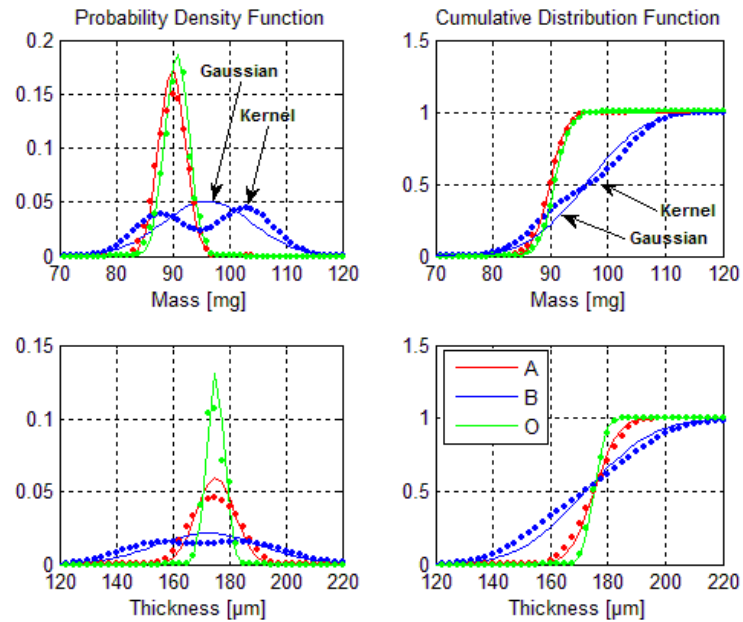


Figura 5.5. Confronto fra le funzioni di densità di probabilità Gaussiana e *Kernel* e funzioni di distribuzione cumulativa Gaussiana e *Kernel* ricavate per massa e spessore delle celle.

Si notino in particolare gli andamenti ricavati per il sottogruppo B sia per quanto riguarda la rappresentazione della densità di frequenza tramite istogrammi, con la definizione di due raggruppamenti distinti, sia per quanto riguarda la corrispondente funzione di densità di probabilità stimata tramite *Kernel* con l'evidenza di due picchi nella funzione stessa; tali picchi sono dovuti al fatto che le celle costituenti il sottogruppo B appartengono a due tipologie di celle simili dal punto di vista elettrico ma leggermente differenti per quanto riguarda i valori di area attiva, spessore e massa. Le dimensioni delle singole celle sono state invece valutate tramite l'utilizzo di due dime metalliche che definiscono le tolleranze sulle dimensioni stesse; una dima (+) ha dimensioni di poco eccedenti le dimensioni che la cella da esaminare dovrebbe avere in accordo alle specifiche, la seconda dima (-) ha dimensioni di poco inferiori. Si utilizza il criterio *go/no go*: la cella candidata deve entrare all'interno della dima (+) sovradimensionata ma non in quella (-) sottodimensionata. Se questo avviene la cella ha le dimensioni corrette. In Tabella 5.9 si riportano i risultati ottenuti per il solo sottogruppo A in termini di rispetto dimensionale e di media e deviazione standard per i valori di massa e spessore mentre i risultati relativi ai sottogruppi B ed O saranno esposti nelle sezioni loro dedicate.

Tabella 5.9. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo A in termini di media e deviazione standard.

Subgroup A			
	Dimensions [go/no-go]	Weight [g]	Thickness [mm]
Mean	-	0.090	0.175
St. Dev.	-	± 0.002	± 0.007

Il calcolo delle funzioni di densità di probabilità tramite metodo non parametrico ha consentito di verificare per ogni sottogruppo la percentuale di celle rispettose delle specifiche dimensionali in termini di spessore e massa, specifiche definite al punto 5.2.1 e richiamate in Tabella 5.10.

Tabella 5.10. Specifiche dimensionali per il campione qualificato.

	Length	Width	Thickness
Values	10.92 mm	10.06 mm	160 µm
Tolerances	± 100µm	± 100 µm	± 20µm

Ad esempio nel caso dello spessore si è ottenuto per i tre sottogruppi A, B ed O:

$$P_A(s_{\min} \leq s_A \leq s_{\max}) = \int_{s_{\min}}^{s_{\max}} p_A(s) ds = 0.9461$$

$$P_B(s_{\min} \leq s_B \leq s_{\max}) = \int_{s_{\min}}^{s_{\max}} p_B(s) ds = 0.9215$$

$$P_O(s_{\min} \leq s_O \leq s_{\max}) = \int_{s_{\min}}^{s_{\max}} p_O(s) ds = 0.9626$$

5.2.3.1.3 Electrical Performance CPV

Vengono di seguito riportate in Tabella 5.11 le misure dei parametri elettrici ottenute per ogni cella del sottogruppo A al simulatore solare e i relativi valori di media e deviazione standard per ogni parametro. Le misure sono state realizzate ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli tramite l'utilizzo di una lente di *Fresnel*.

Tabella 5.11. Risultati della prova di Electrical Performance CPV per il sottogruppo A.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup A</i>							
ID	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	P _m [W]	I _{max} [A]	V _{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
a1	1.1300	2.740	2.688	1.078	2.492	0.868	27.590
a2	1.1380	2.751	2.675	1.048	2.552	0.854	27.455
a3	1.1070	2.719	2.637	1.056	2.499	0.876	27.073
a4	1.1560	2.765	2.756	1.105	2.494	0.863	28.290
a5	1.1490	2.769	2.773	1.087	2.552	0.872	28.466
a6	1.1630	2.846	2.916	1.136	2.568	0.881	29.935
a7	1.1530	2.746	2.778	1.120	2.480	0.878	28.514
a8	1.1590	2.822	2.916	1.137	2.565	0.892	29.934
a9	1.1590	2.770	2.846	1.115	2.553	0.886	29.210
a10	1.1450	2.765	2.774	1.115	2.489	0.876	28.479
a11	1.1650	2.792	2.879	1.124	2.562	0.885	29.549
a12	1.1790	2.789	2.546	1.089	2.338	0.774	26.131
a13	1.1600	2.811	2.874	1.114	2.580	0.881	29.500
a14	1.1450	2.815	2.846	1.106	2.573	0.883	29.214
a15	1.1720	2.817	2.547	1.120	2.274	0.772	26.141
a16	1.1540	2.815	2.872	1.119	2.567	0.884	29.476
a17	1.1450	2.799	2.851	1.113	2.562	0.889	29.264
a18	1.1470	2.788	2.808	1.097	2.561	0.878	28.827
a19	1.1580	2.833	2.896	1.131	2.562	0.883	29.733
a20	1.1630	2.824	2.887	1.124	2.568	0.879	29.637
Mean	1.1524	2.7888	2.7883	1.1067	2.5196	0.8677	28.6209
St. Dev.	± 0.0156	± 0.0346	± 0.1151	± 0.0244	± 0.0806	± 0.0337	± 1.1826

Tali misure sono importanti perché definiscono le caratteristiche elettriche ad inizio vita della cella e verranno utilizzate estesamente nel seguito quando sarà necessario mettere in evidenza eventuali degradazioni causate dall'applicazione delle prove successive a questa.

5.2.3.1.4 Contact Uniformity & Surface Finish

La misura dello spessore del contatto frontale e della rugosità superficiale del contatto posteriore delle celle è stata eseguita tramite un profilometro. È necessario verificare lo spessore dei contatti affinché non ci sia, da un lato, un eccesso di materiale depositato o, dall'altro, uno spessore troppo ridotto che potrebbe comportare problemi in sede di integrazione della cella. Le specifiche cui le celle devono sottostare sono riportate in Tabella 5.12 mentre in Tabella 5.13 vengono mostrati i risultati ottenuti. Con R_z si intende l'ampiezza fra due punti consecutivi di minimo e massimo. Tale misura è stata eseguita in due posizioni diverse sul contatto posteriore, rispettivamente nel centro (*) e vicino al bordo (**). Come è possibile notare tutte le celle del sottogruppo rispettano le specifiche considerate.

Tabella 5.12. Specifiche sulla rugosità e sullo spessore del contatto frontale.

	Front Contact [μm]	Rear Contact [μm]
Contact thickness	$4 \div 10$	$4 \div 10$
Contact surface roughness R_z	$R_z \leq 3$	$R_z \leq 4.5$

Tabella 5.13. Risultati della prova di Contact Uniformity & Surface Finish per il sottogruppo A.

Cells	Metal thickness [μm]	Roughness R_z^* [μm]	Roughness R_z^{**} [μm]	Cells	Metal thickness [μm]	Roughness R_z^* [μm]	Roughness R_z^{**} [μm]
a1	4.8	0.10	0.16	a11	4.4	0.08	0.12
a2	4.0	0.10	0.10	a12	5.0	0.10	0.16
a3	4.4	0.16	0.10	a13	4.2	0.08	0.08
a4	4.4	0.10	0.10	a14	4.8	0.10	0.10
a5	4.4	0.05	0.12	a15	4.8	0.16	0.12
a6	5.0	0.08	0.10	a16	4.4	0.12	0.16
a7	4.4	0.10	0.12	a17	4.6	0.14	0.06
a8	4.6	0.08	0.10	a18	4.6	0.14	0.12
a9	4.4	0.10	0.08	a19	4.6	0.08	0.08
a10	4.8	0.14	0.16	a20	4.8	0.08	0.12

	Metal thickness [μm]	Roughness R_z^* [μm]	Roughness R_z^{**} [μm]
Mean	4.5700	0.1045	0.1130
Standard Deviation	± 0.2618	± 0.0298	± 0.0292

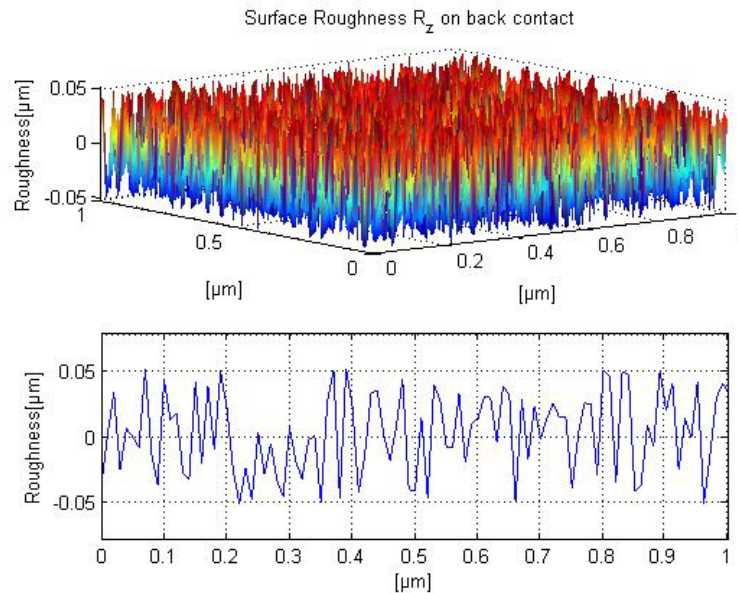


Figura 5.6. Rugosità superficiale R_z sul contatto posteriore per il sottogruppo A.

5.2.3.1.5 Humidity & Temperature 2

Come già detto, lo scopo del test HT2 è quello di simulare lo stoccaggio prolungato delle celle solari e viene eseguito sia per la qualifica che per l'accettazione con lo scopo di verificare l'aderenza dei contatti e il rivestimento anti-riflettente della cella stessa. In questo test le celle vengono poste per 24 ore in una camera climatica a pressione ambiente e la temperatura di camera viene portata progressivamente ad un valore minimo pari a (90 ± 5) °C con umidità relativa superiore al (90 ± 5) %. In Tabella 5.14 vengono esposti, cella per cella, i parametri elettrici misurati ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli a seguito della prova di umidità. In Tabella 5.15 è stata invece valutata la degradazione media, relativa ad ogni parametro elettrico, calcolata considerando come condizione ad inizio vita della cella la misura a concentrazione esposta al punto 5.2.3.1.3. Per poter correlare le evidenze sperimentali relative alle misure precedenti e successive ad una prova suscettibile di introdurre una degradazione nel comportamento elettrico della cella, è necessario fare in modo che le misure stesse avvengano ovviamente al medesimo rateo di concentrazione. Dai risultati esposti in Tabella 5.15 è possibile notare come il comportamento della cella sembri stabile a seguito della prova di umidità in quanto le variazioni positive e negative dei parametri sono contenute al di sotto dell'1%. Bisogna tuttavia segnalare come le misure appaiano molto disperse attorno al valore medio e come sia dunque difficoltoso capire il reale comportamento della cella.

Tabella 5.14. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* a 72 soli per il sottogruppo A a seguito della prova di umidità *HT2*.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup A after HT2</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
a1	1.112	2.808	2.716	1.061	2.560	0.870	27.884
a2	1.124	2.774	2.689	1.076	2.500	0.863	27.605
a3	1.093	2.733	2.615	1.028	2.543	0.876	26.842
a4	1.129	2.784	2.697	1.052	2.564	0.858	27.684
a5	1.150	2.807	2.822	1.098	2.570	0.874	28.964
a6	1.148	2.851	2.923	1.135	2.574	0.893	30.002
a7	1.141	2.779	2.803	1.098	2.554	0.884	28.770
a8	1.161	2.834	2.933	1.141	2.571	0.891	30.108
a9	1.144	2.803	2.840	1.111	2.556	0.886	29.150
a10	1.146	2.779	2.793	1.095	2.552	0.877	28.674
a11	1.149	2.809	2.859	1.115	2.565	0.886	29.348
a12	1.165	2.832	2.512	1.113	2.258	0.761	25.791
a13	1.157	2.769	2.863	1.123	2.550	0.894	29.392
a14	1.136	2.796	2.800	1.091	2.567	0.881	28.739
a15	1.153	2.815	2.533	1.116	2.271	0.781	26.002
a16	1.149	2.812	2.852	1.116	2.555	0.883	29.276
a17	1.135	2.813	2.826	1.096	2.579	0.885	29.010
a18	1.135	2.802	2.796	1.096	2.550	0.879	28.697
a19	1.156	2.783	2.818	1.105	2.550	0.876	28.924
a20	1.162	2.824	2.872	1.120	2.565	0.876	29.483
Mean	1.142	2.800	2.778	1.099	2.528	0.869	28.517
St. Dev.	± 0.241	± 0.069	± 0.595	± 0.233	± 0.111	± 0.034	± 1.345

Tabella 5.15. Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di *HT2*.

<i>Electrical Degradation for Subgroup A after HT2</i>							
ID	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔP_m [%]	ΔI_{max} [%]	ΔV_{max} [%]	$\Delta F.F.$ [%]	$\Delta Eff.$ [%]
Mean	-0.832	0.385	-0.301	-0.846	0.550	0.147	-0.298

5.2.3.1.6 Thermal Cycling

L'obiettivo di tale test è quello di assicurare l'affidabilità dei campioni quando questi vengono sottoposti ad uno stress termico elevato. Le celle sono state sottoposte a 100 cicli termici della durata di due minuti ciascuno. I parametri di riferimento del test sono esposti in Tabella 5.16, mentre in Figura 5.7 viene mostrato l'andamento delle temperature estreme da raggiungere secondo le specifiche in funzione del tempo di prova. A seguito della prova la variazione dei parametri elettrici non sembra essere consistente ed è comunque inferiore all'1%.

Tabella 5.16. Parametri di riferimento per il test di *Thermal Cycling*.

Number of cycles	Temperature Range [°C]	Cycle Duration [min]	Environment
100	$(-190 \pm 10) / (110 \pm 5)$	2	Ambient Pressure

Tabella 5.17. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* a 72 soli per il sottogruppo A a seguito della prova di *Thermal Cycling*.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup A after Thermal Cycling</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
a1	1.126	2.836	2.744	1.073	2.557	0.860	28.172
a2	1.123	2.813	2.699	1.057	2.553	0.854	27.709
a3	1.093	2.754	2.642	1.032	2.560	0.878	27.117
a4	1.130	2.785	2.761	1.077	2.564	0.877	28.345
a5	1.139	2.812	2.777	1.087	2.556	0.867	28.510
a6	1.157	2.876	2.927	1.135	2.579	0.880	30.043
a7	1.141	2.797	2.799	1.118	2.503	0.877	28.732
a8	1.158	2.844	2.900	1.108	2.618	0.880	29.773
a9	1.156	2.822	2.863	1.122	2.552	0.878	29.391
a10	1.133	2.791	2.779	1.109	2.507	0.879	28.524
a11	1.146	2.843	2.854	1.118	2.553	0.876	29.297
a12	1.154	2.848	2.505	1.101	2.276	0.762	25.712
a13	1.134	2.840	2.838	1.106	2.566	0.881	29.128
a14	1.138	2.824	2.812	1.096	2.565	0.875	28.869
a15	1.164	2.757	2.440	1.085	2.248	0.760	25.044
a16	1.164	2.839	2.889	1.134	2.548	0.874	29.658
a17	1.138	2.827	2.841	1.112	2.555	0.883	29.164
a18	1.155	2.821	2.872	1.130	2.542	0.882	29.477
a19	1.180	2.829	2.895	1.138	2.543	0.867	29.713
a20	1.175	2.845	2.919	1.144	2.553	0.873	29.962
Mean	1.145	2.820	2.788	1.104	2.525	0.863	28.617
St. Dev.	± 0.020	± 0.031	± 0.131	± 0.029	± 0.093	± 0.036	± 1.347

Tabella 5.18. Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di *Thermal Cycling*.

<i>Electrical Degradation for Subgroup A after Thermal Cycling</i>							
ID	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔP_m [%]	ΔI_{max} [%]	ΔV_{max} [%]	$\Delta F.F.$ [%]	$\Delta Eff.$ [%]
Mean	-0.273	0.709	-0.338	-0.457	0.110	0.637	-0.338

In Tabella 5.16 sono evidenziate in rosso le celle *a12* e *a15* che hanno mostrato la presenza di *shunt*: questi erano tuttavia già presenti all'inizio come visibile in Tabella 5.11 e 5.14 ma a seguito delle prove degradanti di umidità e di cicli termici si assiste ad una loro propagazione denunciata dal peggioramento del *fill factor*.

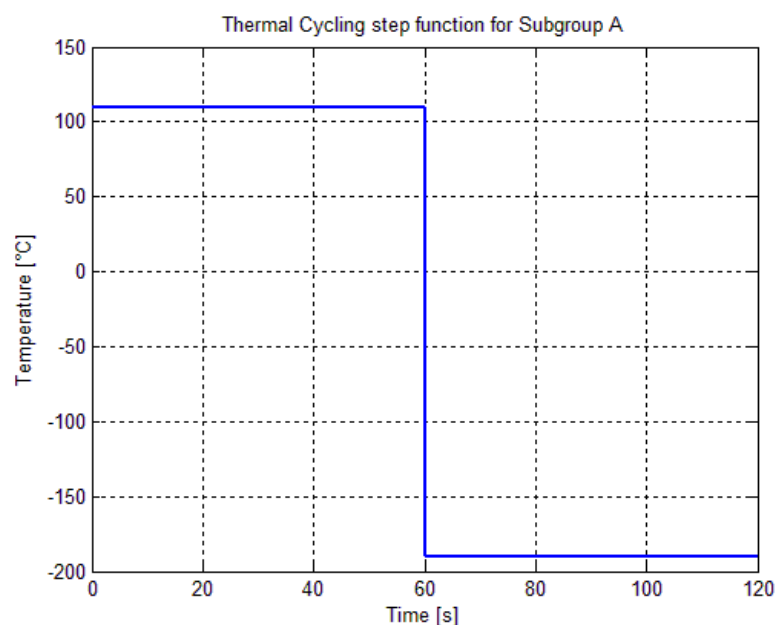


Figura 5.7. Andamento della temperatura in funzione del tempo per un ciclo termico relativo alla prova di *Thermal Cycling* per il sottogruppo A.

5.2.3.1.7 *Pull Test*

È stata verificata la forza di adesione dei contatti frontali e del contatto posteriore delle celle solari selezionate. Sui contatti di ogni cella, preventivamente sottoposta al test HT2, sono state saldate delle linguette di connessione, di dimensioni e materiale opportunamente specificati, applicando poi a queste una forza di trazione a velocità nota con direzione di applicazione del carico parallela alla superficie della cella stessa.

5.2.3.2 *Gruppo B (BOL performances)*

5.2.3.2.1 *Visual Inspection*

Si riportano i risultati della prova di *Visual Inspection* eseguita per il sottogruppo B. In Tabella 5.19 vengono riportati i risultati ottenuti, che permettono di verificare come i danni visivi più ricorrenti siano quelli identificati dai numeri di riferimento 5, 12 e 61, del tutto congruenti con quelli ottenuti per il sottogruppo A. In Figura 5.8 sono evidenziate in modo grafico le occorrenze totali dei difetti rilevati per il *front* e il *back* delle celle mentre in Tabella 5.20 i risultati cella per cella.

Tabella 5.19. Risultati della prova di *Visual Inspection* per il sottogruppo B.

<i>Visual Inspection</i> results for CCPV solar cells – Subgroup B							
Cells ID	VI codes		Accepted	Cells ID	VI codes		Accepted
	Back	Front			Front	Back	
b1	61	11	ok	b21	12,61	5	ok
b2	61	-	ok	b22	12,61	5,12	ok
b3	12	19	ok	b23	19,61	15,19,61	ok
b4	12	5	ok	b24	19,61	5	ok
b5	12	5	ok	b25	61	5,11,19	ok
b6	8,12,61	5,15,61	X	b26	61	19	ok
b7	12	11	ok	b27	61	11,15,61	ok
b8	12	5,19	ok	b28	61	15	ok
b9	12	12	ok	b29	12,61	15	ok
b10	12	-	ok	b30	12	5	ok
b11	12,61	5	ok	b31	12	-	ok
b12	12	5,15,19	ok	b32	12	5	ok
b13	12	-	ok	b33	12	-	ok
b14	12,61	5	ok	b34	12	5	ok
b15	12,61	-	ok	b35	12	-	ok
b16	12,19,61	5	ok	b36	12	-	ok
b17	12,61	-	ok	b37	12	15	ok
b18	12,19	5,7	X	b38	12	11	ok
b19	61	-	ok	b39	12	-	ok
b20	12,61	-	ok	b40	12	11	ok

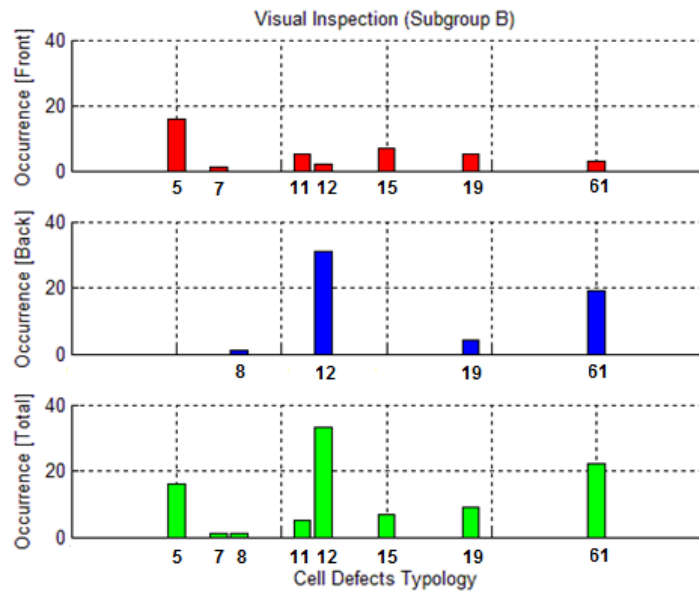


Figura 5.8. Occorrenza dei difetti messi in evidenza dalla prova di *Visual Inspection* per il sottogruppo B.

5.2.3.2.2 *Dimensions and Weight*

Anche per il sottogruppo B sono state misurate le dimensioni, lo spessore e la massa delle singole celle. In Tabella 5.21 vengono riportati i risultati ottenuti. Per tutte le celle la verifica dimensionale tramite l'utilizzo delle dime ha dato esito positivo.

Tabella 5.21. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo B.

Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]	Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
b1	ok	0.101	0.182	b21	ok	0.104	0.190
b2	ok	0.100	0.179	b22	ok	0.106	0.185
b3	ok	0.102	0.176	b23	ok	0.089	0.153
b4	ok	0.100	0.178	b24	ok	0.088	0.154
b5	ok	0.100	0.180	b25	ok	0.086	0.155
b6	ok	0.103	0.194	b26	ok	0.088	0.157
b7	ok	0.101	0.198	b27	ok	0.088	0.152
b8	ok	0.102	0.189	b28	ok	0.087	0.153
b9	ok	0.102	0.184	b29	ok	0.088	0.153
b10	ok	0.102	0.189	b30	ok	0.090	0.160
b11	ok	0.102	0.179	b31	ok	0.087	0.155
b12	ok	0.105	0.190	b32	ok	0.089	0.154
b13	ok	0.106	0.220	b33	ok	0.089	0.154
b14	ok	0.102	0.186	b34	ok	0.086	0.154
b15	ok	0.105	0.186	b35	ok	0.087	0.157
b16	ok	0.106	0.186	b36	ok	0.089	0.147
b17	ok	0.105	0.184	b37	ok	0.088	0.148
b18	ok	0.103	0.187	b38	ok	0.087	0.154
b19	ok	0.104	0.190	b39	ok	0.088	0.154
b20	ok	0.105	0.194	b40	ok	0.086	0.150

Tabella 5.22. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo B in termini di media e deviazione standard.

Subgroup B			
	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
Mean	-	0.096	0.172
St. Dev.	-	± 0.008	± 0.019

5.2.3.2.3 *Electrical Performance - Electrical Performance CPV*

Vengono riportati di seguito i risultati derivanti dalla caratterizzazione elettrica ad inizio vita delle celle del sottogruppo B. Tale caratterizzazione è stata condotta al simulatore solare per ratei di concentrazione rispettivamente pari ad 1 sole in Tabella 5.23 e 72 soli in Tabella 5.24. Vengono inoltre evidenziate in rosso in

Tabella 5.23 le celle che hanno mostrato la presenza ad 1 sole di effetti di *shunt*: si è considerato come discriminante un *fill factor* inferiore a 0.7.

Tabella 5.23. Risultati della prova di *Electrical Performance* per il sottogruppo B.

<i>Electrical Performance for Subgroup B</i>							
ID	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	P _m [W]	I _{max} [A]	V _{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
b1	0.0168	2.4578	0.0350	0.0159	2.2066	0.8474	25.8684
b2	0.0168	2.4839	0.0276	0.0129	2.1319	0.6612	20.3991
b3	0.0166	2.5336	0.0360	0.0157	2.2880	0.8535	26.6075
b4	0.0166	2.5362	0.0364	0.0165	2.2059	0.8666	26.9032
b5	0.0168	2.5340	0.0364	0.0166	2.1952	0.8569	26.9032
b6	0.0172	2.4634	0.0347	0.0163	2.1317	0.8188	25.6467
b7	0.0172	2.5303	0.0355	0.0156	2.2817	0.8175	26.2380
b8	0.0170	2.5167	0.0365	0.0165	2.2076	0.8543	26.9771
b9	0.0169	2.5408	0.0368	0.0161	2.2837	0.8573	27.1988
b10	0.0169	2.5345	0.0364	0.0164	2.2112	0.8506	26.9032
b11	0.0169	2.2847	0.0201	0.0131	1.5291	0.5200	14.8559
b12	0.0171	2.4449	0.0308	0.0150	2.0593	0.7365	22.7642
b13	0.0167	2.4617	0.0323	0.0151	2.1330	0.7827	23.8729
b14	0.0168	2.4681	0.0323	0.0152	2.1306	0.7785	23.8729
b15	0.0172	2.3403	0.0189	0.0112	1.6827	0.4686	13.9690
b16	0.0166	2.4841	0.0331	0.0156	2.1302	0.8034	24.4642
b17	0.0169	2.5255	0.0346	0.0157	2.2068	0.8090	25.5728
b18	0.0169	2.3330	0.0331	0.0161	2.0606	0.8420	24.4642
b19	0.0172	2.4396	0.0289	0.0142	2.0358	0.6880	21.3599
b20	0.0168	2.5388	0.0325	0.0147	2.2088	0.7632	24.0207
b21	0.0168	2.4630	0.0307	0.0149	2.0577	0.7442	22.6903
b22	0.0166	2.4720	0.0336	0.0158	2.1294	0.8166	24.8337
b23	0.0152	2.4947	0.0238	0.0116	2.0555	0.6276	18.7133
b24	0.0158	2.5290	0.0322	0.0139	2.3188	0.8048	25.3180
b25	0.0156	2.5273	0.0332	0.0150	2.2087	0.8419	26.1043
b26	0.0154	2.5305	0.0329	0.0145	2.2757	0.8425	25.8684
b27	0.0152	2.5149	0.0315	0.0143	2.2059	0.8260	24.7677
b28	0.0153	2.5078	0.0322	0.0146	2.2079	0.8375	25.3180
b29	0.0155	2.5105	0.0332	0.0150	2.2073	0.8529	26.1043
b30	0.0156	2.5289	0.0328	0.0148	2.2079	0.8315	25.7898
b31	0.0154	2.5381	0.0334	0.0146	2.2849	0.8533	26.2616
b32	0.0153	2.5303	0.0323	0.0147	2.2050	0.8364	25.3967
b33	0.0155	2.5352	0.0337	0.0153	2.2085	0.8552	26.4975
b34	0.0154	2.5130	0.0328	0.0149	2.2013	0.8462	25.7898
b35	0.0153	2.5222	0.0330	0.0145	2.2793	0.8521	25.9471
b36	0.0156	2.5233	0.0296	0.0139	2.1308	0.7512	23.2737
b37	0.0154	2.5199	0.0331	0.0150	2.2070	0.8551	26.0257
b38	0.0153	2.4599	0.0214	0.0113	1.9043	0.5683	16.8263
b39	0.0156	2.5371	0.0329	0.0144	2.2786	0.8319	25.8684
b40	0.0164	2.4464	0.0244	0.0123	1.9826	0.6096	19.1851
Mean	0.0163	2.4914	0.0318	0.0147	2.1469	0.7840	24.1360
St. Dev.	± 0.0007	± 0.0591	± 0.0044	± 0.0014	± 0.1554	± 0.1001	± 3.2946

A concentrazione tale effetto non è più visibile come evidente in Tabella 5.24. Nel seguito sarà dunque necessario verificare l'eventuale propagazione di tali effetti.

Tabella 5.24. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* a 72 soli per il sottogruppo B.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup B</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
b1	1.228	2.737	2.978	1.190	2.503	0.886	30.559
b2	1.260	2.791	3.093	1.208	2.560	0.880	31.742
b3	1.260	2.831	3.155	1.224	2.577	0.885	32.374
b4	1.258	2.846	3.134	1.194	2.624	0.875	32.160
b5	1.272	2.832	3.155	1.231	2.563	0.876	32.374
b6	1.256	2.745	2.999	1.176	2.550	0.870	30.781
b7	1.283	2.836	3.158	1.233	2.561	0.868	32.406
b8	1.280	2.820	3.164	1.228	2.576	0.877	32.473
b9	1.283	2.828	3.188	1.241	2.569	0.878	32.719
b10	1.282	2.823	3.180	1.240	2.565	0.879	32.638
b11	1.273	2.833	3.121	1.209	2.581	0.865	32.026
b12	1.287	2.826	3.158	1.234	2.559	0.868	32.406
b13	1.278	2.836	3.174	1.235	2.569	0.876	32.570
b14	1.267	2.841	3.171	1.206	2.629	0.881	32.540
b15	1.286	2.812	3.082	1.209	2.549	0.853	31.632
b16	1.277	2.824	3.168	1.230	2.575	0.878	32.511
b17	1.279	2.811	3.125	1.213	2.578	0.869	32.074
b18	1.277	2.808	3.101	1.215	2.552	0.865	31.821
b19	1.275	2.839	3.162	1.234	2.562	0.874	32.447
b20	1.272	2.846	3.126	1.220	2.562	0.864	32.081
b21	1.277	2.821	3.164	1.232	2.568	0.878	32.467
b22	1.269	2.852	3.165	1.229	2.575	0.875	32.476
b23	1.143	2.822	2.859	1.112	2.570	0.886	31.209
b24	1.142	2.790	2.833	1.104	2.567	0.889	30.929
b25	1.145	2.798	2.841	1.104	2.573	0.887	31.020
b26	1.144	2.818	2.854	1.108	2.575	0.886	31.160
b27	1.123	2.835	2.806	1.066	2.632	0.882	30.633
b28	1.119	2.800	2.783	1.084	2.566	0.888	30.380
b29	1.126	2.820	2.810	1.094	2.569	0.885	30.677
b30	1.140	2.830	2.857	1.113	2.567	0.886	31.189
b31	1.157	2.807	2.873	1.122	2.561	0.885	31.361
b32	1.151	2.824	2.875	1.120	2.568	0.885	31.393
b33	1.147	2.822	2.880	1.122	2.566	0.889	31.439
b34	1.114	2.798	2.765	1.072	2.578	0.887	30.185
b35	1.138	2.816	2.849	1.107	2.572	0.889	31.100
b36	1.132	2.851	2.858	1.086	2.632	0.885	31.201
b37	1.126	2.807	2.801	1.093	2.562	0.886	30.577
b38	1.114	2.797	2.734	1.070	2.556	0.877	29.853
b39	1.132	2.839	2.839	1.081	2.626	0.883	30.998
b40	1.171	2.839	2.889	1.129	2.558	0.869	31.542
Mean	1.2110	2.8187	2.9980	1.1655	2.5727	0.8786	31.6031
St. Dev.	± 0.0693	± 0.0243	± 0.1584	± 0.0632	± 0.0248	± 0.0086	± 0.7980

In Figura 5.9 vengono mostrati i risultati riportati in Tabella 5.23 e Tabella 5.24 analizzati tramite *cluster analysis* utilizzando come coordinate la tensione di circuito aperto V_{oc} , la densità di corrente di cortocircuito J_{sc} e l'efficienza η di ogni cella. Si può notare come la distribuzione dei dati sia maggiormente concentrata a 72 soli che ad 1 sole, in quanto tali celle sono ottimizzate proprio per operare a concentrazione.

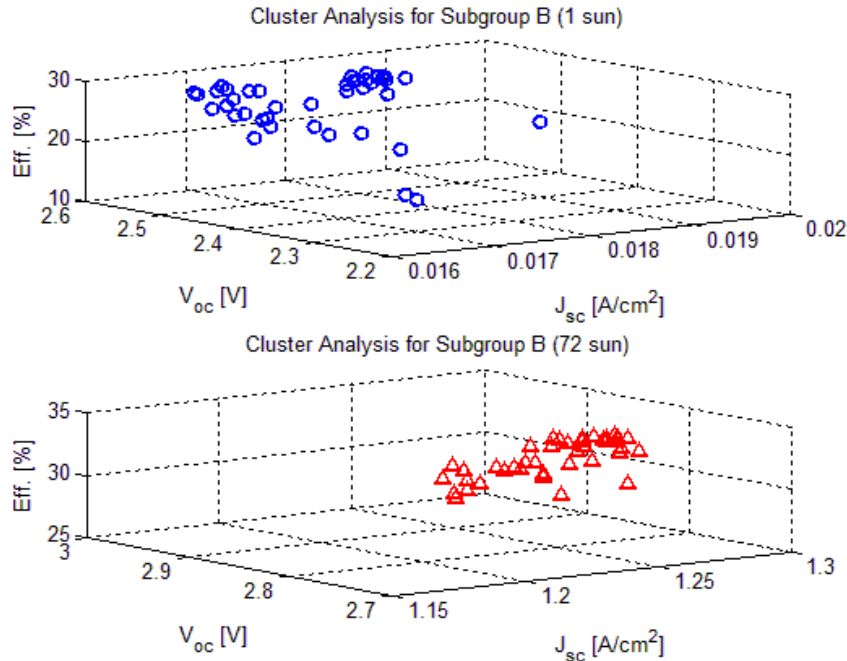


Figura 5.9. *Cluster Analysis* condotta per il sottogruppo B sui parametri J_{sc} , V_{oc} ed η ad 1 sole e a 72 soli.

5.2.3.2.4 Temperature Coefficients

Per la stima dei coefficienti termici sono state registrate le curve sperimentali $I-V$ e $P-V$ a differenti temperature con $T = [25\ 40\ 50\ 60\ 70]$ °C. In Tabella 5.25 vengono riportati, per ogni cella, i parametri I_{sc} , V_{oc} , P_m , I_m , V_m , FF e η valutati in corrispondenza di ogni valore di temperatura del vettore T mentre in Figura 5.10 si riportano i risultati sperimentali medi ottenuti per le celle del sottogruppo B e interpolati ai minimi quadrati: il coefficiente termico è dato dalla pendenza della relativa retta interpolante e viene riportato in Tabella 5.26. Infine, in Figura 5.11 si riportano i risultati di *cluster analysis* condotta per tutte le celle sui parametri J_{sc} , V_{oc} ed η a 72 soli alle varie temperature; si noti come all'aumentare della temperatura le prestazioni elettriche delle celle degradino in modo significativo.

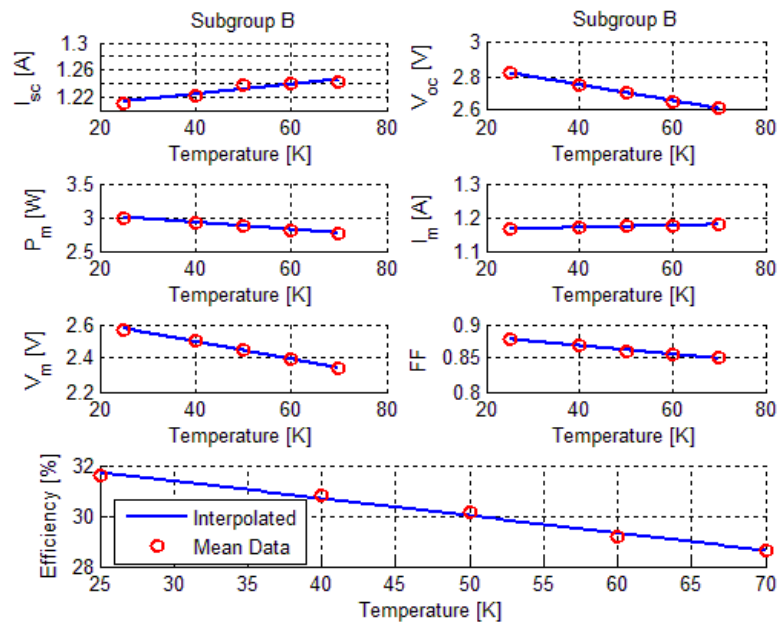


Figura 5.10. Interpolazione lineare dei dati sperimentali a varie temperature per la stima dei coefficienti termici delle grandezze I_{sc} , V_{oc} , P_m , I_m , V_m , FF e η per il sottogruppo B.

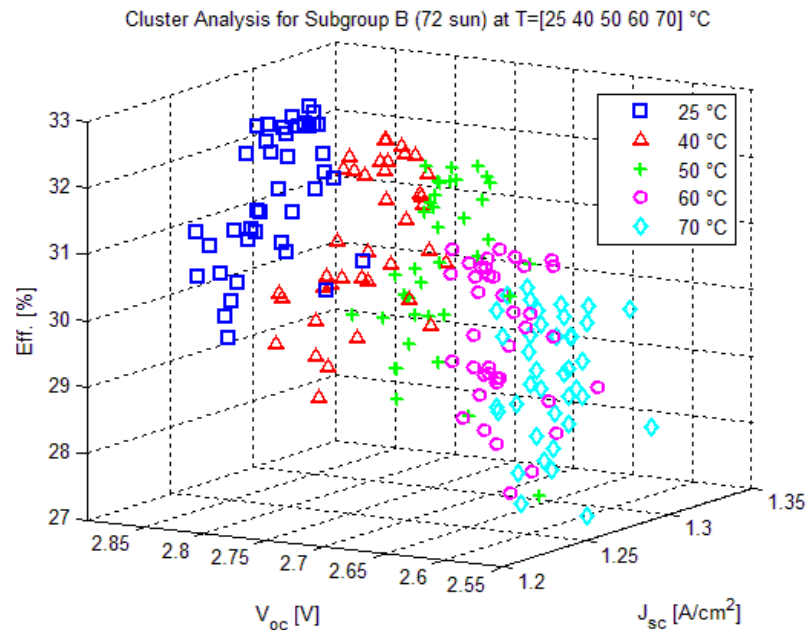


Figura 5.11. Cluster Analysis condotta per il sottogruppo B sui parametri J_{sc} , V_{oc} ed η a 72 soli alla temperatura T=[25 40 50 60 70] °C.

Si evidenziano in rosso le celle che hanno mostrato la presenza di effetti di *shunt* e che non sono state dunque considerate nella valutazione dei coefficienti termici.

Tabella 5.25. Coefficienti termici per i parametri I_{sc} , V_{oc} , P_m , I_m , V_m , FF e η per tutte le celle del sottogruppo B.

Cells	dJ_{sc}/dT [mA/cm ² /°C]	dV_{oc}/dT [mV/°C]	dP_m/dT [mW/cm ² /°C]	dI_m/dT [mA/cm ² /°C]	dV_m/dT [mV/°C]	dFF/dT [1/°C] · e-3	$d\eta/dT$ [%/°C]
b1	1.5420	-10.1090	-16.2700	-2.5359	-10.5500	-3.3543	-0.1785
b2	0.6959	-17.0210	-32.0980	-6.0196	-19.0900	-6.0015	-0.3546
b3	0.6784	-4.0646	-5.1706	0.5254	-5.2209	-0.6518	-0.0672
b4	0.4432	-3.6706	-4.0680	0.8173	-5.0295	-0.3073	-0.0560
b5	0.5929	-4.2507	-4.7886	0.7882	-5.4186	-0.4134	-0.0634
b6	0.9676	-4.1680	-4.4903	1.3329	-6.3476	-0.6282	-0.0597
b7	0.3195	-4.0462	-4.7251	-0.1313	-3.5634	-0.2753	-0.0628
b8	0.7584	-4.1800	-4.8576	0.6398	-5.1625	-0.5542	-0.0641
b9	0.7284	-4.1257	-5.0209	0.7357	-5.4589	-0.5930	-0.0659
b10	0.7878	-4.8623	-4.8315	0.6862	-5.1620	-0.3362	-0.0639
b11	0.5115	-3.9400	-4.1665	0.3648	-4.1612	-0.2908	-0.0569
b12	0.4411	-3.9241	-4.4332	0.5163	-4.5760	-0.3056	-0.0598
b13	0.5927	-4.1620	-4.5204	0.7071	-4.9934	-0.3566	-0.0608
b14	0.6812	-3.9564	-4.1353	0.9375	-5.2923	-0.3821	-0.0568
b15	0.4427	-3.7680	-4.1249	0.0327	-3.4848	-0.2902	-0.0563
b16	0.6722	-4.1551	-7.9775	-1.5164	-3.4639	-1.4397	-0.0947
b17	0.4063	-3.5384	-4.0366	0.6757	-4.6248	-0.3029	-0.0556
b18	0.6033	-3.6937	-4.1684	0.8863	-5.1193	-0.4243	-0.0569
b19	0.5816	-3.7716	-3.8986	0.2925	-3.7248	-0.3018	-0.0544
b20	0.4947	-3.7681	-3.7503	0.3224	-3.7150	-0.2184	-0.0528
b21	0.4901	-3.6078	-4.5212	-0.2067	-3.2545	-0.4683	-0.0607
b22	0.5703	-3.8438	-3.8525	0.3684	-3.8635	-0.2649	-0.0540
b23	0.8967	-4.3926	-3.7573	0.4826	-4.4416	-0.4553	-0.0548
b24	0.7747	-3.7607	-3.0474	0.7555	-4.4025	-0.3353	-0.0471
b25	0.6641	-4.2834	-3.9858	0.6616	-4.9919	-0.3797	-0.0572
b26	0.9269	-4.5594	-3.8974	0.8888	-5.4288	-0.4597	-0.0563
b27	0.9161	-5.5665	-4.3549	1.1941	-6.6827	-0.3162	-0.0609
b28	0.9030	-4.5074	-3.3944	0.8093	-4.8859	-0.3351	-0.0505
b29	0.9125	-4.9490	-3.8045	1.0466	-5.7522	-0.3239	-0.0551
b30	0.8789	-4.9550	-4.4125	0.5722	-5.1749	-0.4715	-0.0618
b31	0.8182	-4.1816	-3.8307	0.4790	-4.4698	-0.4669	-0.0556
b32	0.7708	-4.1796	-3.9875	-0.0694	-3.4115	-0.4887	-0.0574
b33	0.9149	-4.3088	-3.6249	0.2929	-3.8478	-0.4376	-0.0536
b34	0.8793	-4.4586	-3.5133	0.9394	-5.3393	-0.3809	-0.0517
b35	0.7874	-3.9338	-3.8207	0.3609	-4.2288	-0.5444	-0.0555
b36	0.8618	-4.8544	-3.9328	0.7521	-5.2681	-0.3541	-0.0567
b37	0.9308	-4.2782	-3.1053	0.4489	-3.8247	-0.3281	-0.0476
b38	0.8448	-4.9094	-3.7007	0.7497	-5.1148	-0.2766	-0.0536
b39	0.9617	-4.1852	-3.6204	1.0204	-5.6133	-0.5465	-0.0532
b40	0.7619	-4.6161	-4.1404	0.1315	-3.9564	-0.3788	-0.0591

Tabella 5.26. Media e deviazione standard dei coefficienti termici valutati in Tabella 5.25 per il sottogruppo B ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli.

	dJ_{sc}/dT [mA/cm ² /°C]	dV_{oc}/dT [mV/°C]	dP_m/dT [mW/cm ² /°C]	dJ_m/dT [mA/cm ² /°C]	dV_m/dT [mV/°C]	dFF/dT [1/°C]	$d\eta/dT$ [%/°C]
Mean	0.7427	-4.2222	-4.2115	0.6092	-4.7299	-0.40e-3	-0.057
Stand. Dev.	± 0.2072	± 0.4535	± 0.4425	± 0.3693	± 0.8295	± 1e-4	± 0.01

5.2.3.2.5 Spectral Response

È stata valutata la risposta spettrale della sottocella *top* in InGaP e della sottocella *middle* in GaAs. Come già detto nel Capitolo 3 al punto 3.2.3.5, la misura della risposta spettrale viene eseguita comparando la corrente di cortocircuito della cella da testare con l'uscita di un riferimento spettrale, dalla risposta spettrale nota, all'interno di una adeguata regione di lunghezze d'onda e sotto irraggiamento monocromatico. L'intensità di irraggiamento, a tutte le lunghezze d'onda, deve essere tale da assicurare che la misura sia effettuata nella regione all'interno della quale la corrente di cortocircuito di risposta della cella sia lineare con l'irraggiamento. In Figura 5.12 viene riportato l'andamento dell'efficienza quantica per cinque sottocelle *top* e relative sottocelle *middle* in funzione di λ .

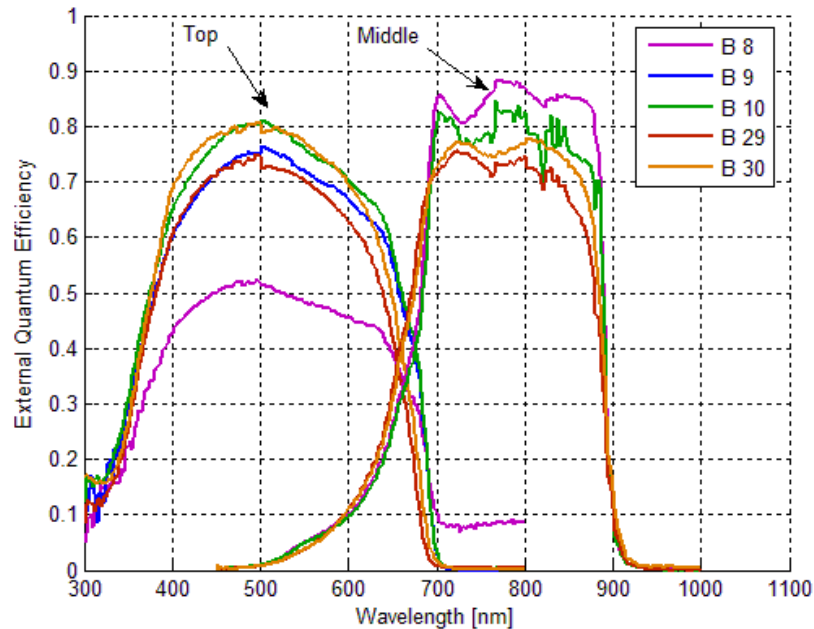


Figura 5.12. Calcolo dell'efficienza quantica per le sottocelle *top* e *middle* di ogni singola cella in funzione della lunghezza d'onda λ .

5.2.3.2.6 Cell Reverse

Le celle sono state testate per verificare la loro capacità di sopportare polarizzazioni inverse. Sono state sottoposte, in condizione di buio a 25 °C, ad una polarizzazione inversa V_{rev} pari a 2.5 V per una durata del test pari a 1 secondo. In Tabella 5.27 sono valutate le degradazioni medie parametro per parametro ottenute a seguito del test, in Tabella 5.28 i parametri elettrici valutati ad 1 sole a seguito della prova e in Tabella 5.29 quelli a concentrazione. Come è possibile notare si assiste ad un degrado notevole superiore al 4% per *fill factor* ed efficienza. In Figura 5.13 viene rappresentata, per ogni parametro di interesse, la degradazione a seguito della prova in funzione del valore ad inizio vita del parametro stesso per cercare di capire se eventuali difetti ad inizio vita possono condurre ad una mortalità infantile della cella. L'analisi della matrice di correlazione e dai diagrammi di *scatter* riportati di seguito non ha mostrato né una correlazione lineare né una correlazione non lineare.

Tabella 5.27. Degradazione media valutata a seguito della prova di Cell Reverse.

Electrical Degradation for Subgroup B after Cell Reverse							
ID	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔP_m [%]	ΔI_{max} [%]	ΔV_{max} [%]	$\Delta F.F.$ [%]	$\Delta Eff.$ [%]
Mean	1.227	-0.866	-4.004	-0.030	-4.312	-4.529	-4.004

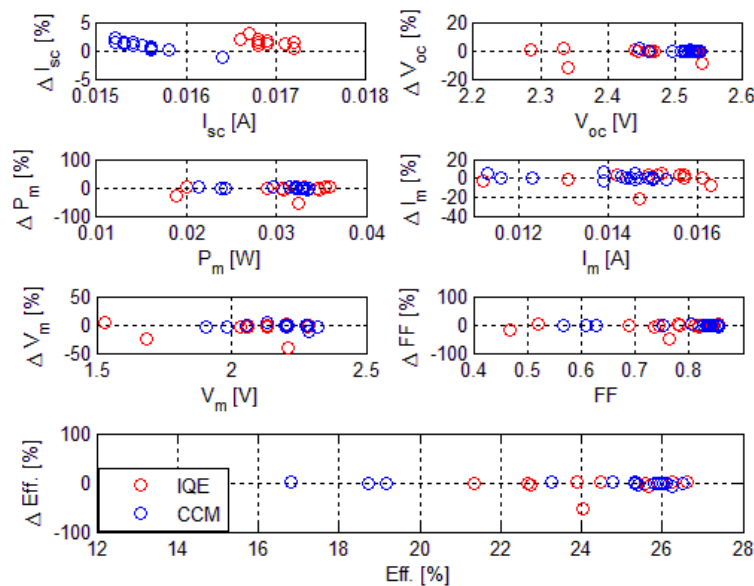


Figura 5.13. Andamento della degradazione in funzione dei parametri elettrici ad inizio vita per due crescite differenti.

Tabella 5.28. Risultati della prova di *Electrical Performance* ad 1 sole per il sottogruppo B (si evidenziano le celle con un degrado di efficienza superiore al 3%).

<i>Electrical Performance for Subgroup B after Cell Reverse</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
b1	0.0249	0.2255	0.0014	0.0142	0.1018	0.2585	1.0710
b2	0.0170	2.4939	0.0332	0.0151	2.2048	0.7845	24.5255
b3	0.0169	2.5248	0.0365	0.0162	2.2544	0.8538	26.9593
b4	-	-	-	-	-	-	-
b5	-	-	-	-	-	-	-
b6	0.0175	2.4482	0.0319	0.0151	2.1052	0.7456	23.5418
b7	0.0175	2.5225	0.0356	0.0161	2.2043	0.8078	26.2794
b8	-	-	-	-	-	-	-
b9	-	-	-	-	-	-	-
b10	-	-	-	-	-	-	-
b11	0.0172	2.2976	0.0207	0.0129	1.6030	0.5252	15.3311
b12	0.0173	2.4278	0.0290	0.0148	1.9651	0.6906	21.4516
b13	0.0172	2.4563	0.0327	0.0155	2.1062	0.7743	24.1907
b14	0.0170	2.4665	0.0329	0.0160	2.0620	0.7825	24.3082
b15	0.0173	2.0616	0.0136	0.0108	1.2568	0.3820	10.0414
b16	0.0174	1.2765	0.0076	0.0107	0.7146	0.3427	5.6356
b17	0.0172	2.5204	0.0346	0.0157	2.2083	0.7977	25.5425
b18	0.0171	2.3751	0.0334	0.0163	2.0562	0.8217	24.6948
b19	0.0175	2.4431	0.0288	0.0146	1.9692	0.6750	21.2934
b20	0.0170	2.3091	0.0149	0.0114	1.3040	0.3799	10.9963
b21	0.0171	2.4583	0.0302	0.0154	1.9597	0.7185	22.3489
b22	-	-	-	-	-	-	-
b23	0.0154	2.4722	0.0234	0.0116	2.0095	0.6127	18.3760
b24	0.0158	2.5226	0.0326	0.0148	2.2036	0.8178	25.6428
b25	0.0156	2.5169	0.0326	0.0148	2.2034	0.8300	25.6404
b26	-	-	-	-	-	-	-
b27	0.0156	2.5107	0.0319	0.0145	2.2046	0.8160	25.0649
b28	0.0155	2.5018	0.0313	0.0145	2.1580	0.8064	24.5860
b29	-	-	-	-	-	-	-
b30	-	-	-	-	-	-	-
b31	0.0156	2.5207	0.0308	0.0154	2.0037	0.7822	24.1984
b32	0.0155	2.5259	0.0313	0.0148	2.1128	0.7971	24.5860
b33	0.0157	2.5290	0.0332	0.0151	2.2058	0.8382	26.1020
b34	0.0155	2.5066	0.0323	0.0150	2.1572	0.8279	25.3581
b35	0.0155	2.5230	0.0326	0.0145	2.2539	0.8351	25.6617
b36	0.0157	2.5153	0.0296	0.0134	2.2053	0.7496	23.3052
b37	0.0156	2.5134	0.0330	0.0150	2.2043	0.8411	25.9636
b38	0.0155	2.4592	0.0214	0.0119	1.8059	0.5604	16.8404
b39	0.0157	2.5279	0.0328	0.0145	2.2542	0.8269	25.7529
b40	0.0162	2.4732	0.0237	0.0124	1.9114	0.5916	18.6355
Mean	0.0164	2.4629	0.0297	0.0144	2.0398	0.7335	22.6627
St. Dev.	± 0.0008	± 0.0983	± 0.0058	± 0.0015	± 0.2578	± 0.1318	± 4.4584

Tabella 5.29. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* per il sottogruppo B (si evidenziano le celle con un degrado di efficienza superiore al 3%).

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup B after Cell Reverse</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
b1	1.226	2.114	1.267	0.837	1.513	0.489	12.806
b2	1.243	2.792	3.072	1.202	2.557	0.886	31.065
b3	1.247	2.851	3.135	1.190	2.634	0.882	31.702
b4	-	-	-	-	-	-	-
b5	-	-	-	-	-	-	-
b6	1.227	2.770	3.006	1.179	2.550	0.884	30.392
b7	1.260	2.844	3.139	1.223	2.567	0.876	31.740
b8	-	-	-	-	-	-	-
b9	-	-	-	-	-	-	-
b10	-	-	-	-	-	-	-
b11	1.268	2.839	3.097	1.207	2.566	0.860	31.314
b12	1.268	2.839	3.122	1.215	2.569	0.867	31.563
b13	1.277	2.854	3.150	1.230	2.562	0.865	31.846
b14	1.268	2.865	3.176	1.204	2.638	0.874	32.116
b15	1.266	2.814	3.019	1.182	2.555	0.847	30.527
b16	1.270	2.854	2.866	1.117	2.565	0.791	28.973
b17	1.240	2.857	3.113	1.214	2.565	0.879	31.477
b18	1.248	2.831	3.087	1.205	2.561	0.874	31.213
b19	1.267	2.855	3.140	1.220	2.574	0.868	31.752
b20	1.260	2.874	3.126	1.187	2.634	0.863	31.607
b21	1.265	2.849	3.158	1.199	2.634	0.877	31.927
b22	-	-	-	-	-	-	-
b23	1.112	2.834	2.765	1.049	2.636	0.878	29.742
b24	1.105	2.831	2.766	1.050	2.634	0.884	29.747
b25	1.102	2.820	2.762	1.073	2.575	0.889	29.706
b26	-	-	-	-	-	-	-
b27	1.092	2.840	2.736	1.039	2.633	0.882	29.432
b28	1.083	2.816	2.699	1.027	2.629	0.885	29.032
b29	-	-	-	-	-	-	-
b30	-	-	-	-	-	-	-
b31	1.125	2.836	2.824	1.099	2.571	0.886	30.379
b32	1.119	2.838	2.822	1.071	2.635	0.888	30.350
b33	1.124	2.821	2.811	1.093	2.571	0.887	30.239
b34	1.082	2.810	2.685	1.019	2.634	0.883	28.882
b35	1.106	2.819	2.774	1.082	2.564	0.889	29.832
b36	1.108	2.859	2.807	1.063	2.640	0.886	30.188
b37	1.100	2.811	2.758	1.072	2.573	0.892	29.663
b38	1.091	2.815	2.671	1.015	2.631	0.869	28.729
b39	1.107	2.853	2.799	1.062	2.636	0.887	30.109
b40	1.135	2.833	2.821	1.100	2.565	0.877	30.341
Mean	1.184	2.811	2.877	1.120	2.560	0.863	29.948
St. Dev.	± 0.078	± 0.131	± 0.347	± 0.090	± 0.197	± 0.072	± 3.337

5.2.3.2.7 Dark curve - forward

È un test di vita accelerato eseguito per valutare la stabilità dei campioni quando questi lavorano ad alte concentrazioni e per monitorare gli effetti di temperatura e gli effetti di degrado dovuti all'elevata densità di corrente durante il tempo di vita. Chiaramente, non essendo possibile condurre questi test in condizioni normali, in quanto la durata di vita è nell'ordine delle decine di anni, si cerca di simulare il comportamento in condizioni accelerate. Uno dei metodi più utilizzati è accelerare le condizioni di vita delle celle in temperatura, andando a monitorare in funzione del tempo i parametri elettrici principali, cioè efficienza e *fill factor*. È importante definire quindi un modello che leghi matematicamente le condizioni normali alle condizioni accelerate in alta temperatura, per poi calcolare il fattore di accelerazione che leghi la scala temporale durante il test (centinaia di ore) alla scala di vita in condizioni normali (decine di anni). Tale legame è dato dalla legge di *Arrhenius* già introdotta in precedenza e richiamata dalla relazione (5.1). I campioni sono stati dunque montati su appositi ricevitori: la temperatura T_2 in condizioni accelerate è stata mantenuta pari a 140 °C per un tempo t_2 di 792 h. Ipotizzando un'energia di attivazione E_a di 0.75 eV, dipendente dal materiale costituente la cella, e una temperatura reale di funzionamento T_1 pari a 70 °C si è ottenuto un tempo t_1 di funzionamento pari a 58440 ore. Durante l'invecchiamento è stata ricreata la condizione di normale funzionamento della cella, che si traduce nell'iniettare in questa una corrente pari a 145 mA equivalente alla fotocorrente che la cella produrrebbe a circa 500 soli. Supponendo un'operatività di 8 ore giornaliere, tale test simula dunque il comportamento della cella per un tempo operativo pari a 20 anni.

$$\frac{t_1}{t_2} = \exp \left[\frac{E_a}{k} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) \right] \quad (5.1)$$

Con k si indica la costante di Boltzmann. La singola cella è stata considerata funzionante finché la sua efficienza a fine vita fosse superiore al 70% del corrispettivo valore ad inizio vita. Di seguito in Figura 5.14 è mostrato il *setup* sperimentale con le celle in camera climatica. Come si può notare le celle appaiono rosse a causa della corrente in esse iniettata: tale effetto prende il nome di effetto LED ed è l'opposto di quello fotovoltaico. In Figura 5.15 è invece mostrato, in funzione del tempo espresso in ore, l'andamento dell'efficienza come percentuale rispetto al relativo valore iniziale, mentre in Figura 5.16 e 5.17 le curve caratteristiche $I-V$ ad inizio e fine vita misurate a un sole (850 W/m^2). È possibile

notare come la prova sia stata superata dall'85 % dei campioni. L'andamento non monotono mostrato da alcune celle non è imputabile ad errori di misura in quanto la misura è stata ripetuta nei casi sospetti e non è stato notato alcun cambiamento. Tale particolare fenomeno è ancora oggetto di studi.



Figura 5.14. Setup sperimentale: celle in camera climatica.

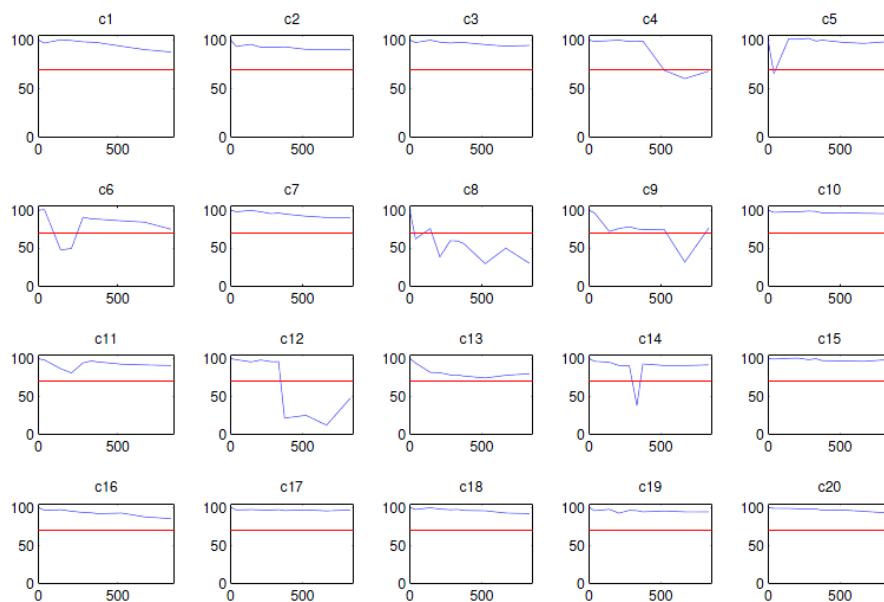


Figura 5.15. Andamento dell'efficienza in funzione del tempo come percentuale rispetto al relativo valore ad inizio vita (si indica in rosso il 70% del valore iniziale).

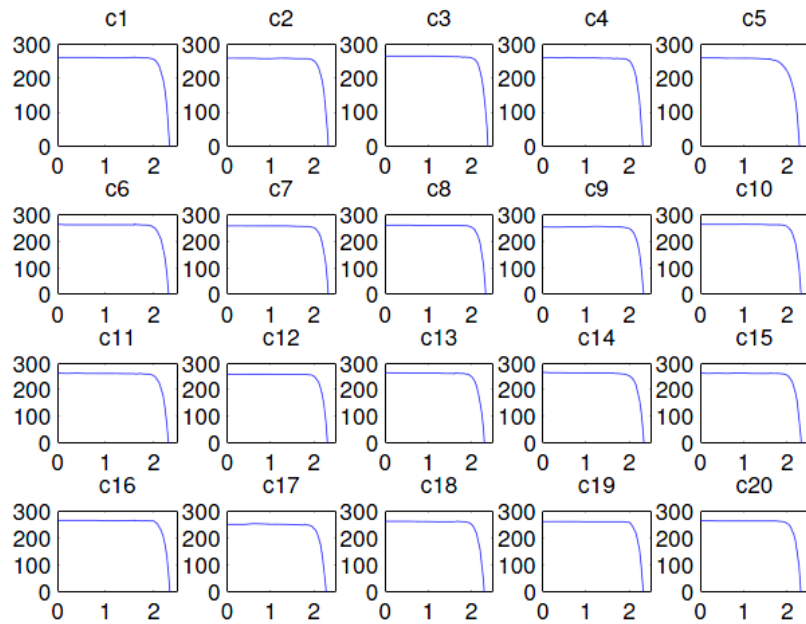


Figura 5.16. Andamento della caratteristica elettrica $I-V$ ad inizio vita ($[\mu A]-[V]$).

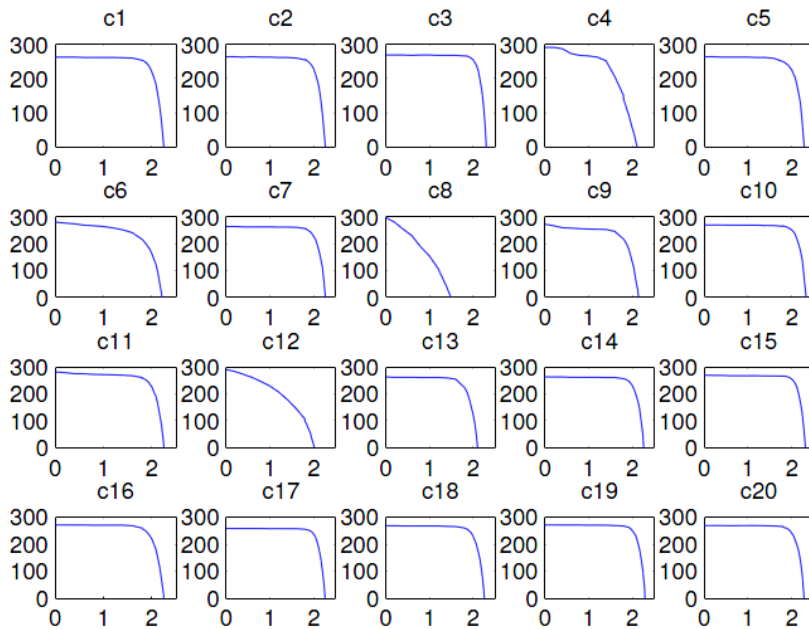


Figura 5.17. Andamento della caratteristica elettrica $I-V$ a fine vita ($[\mu A]-[V]$).

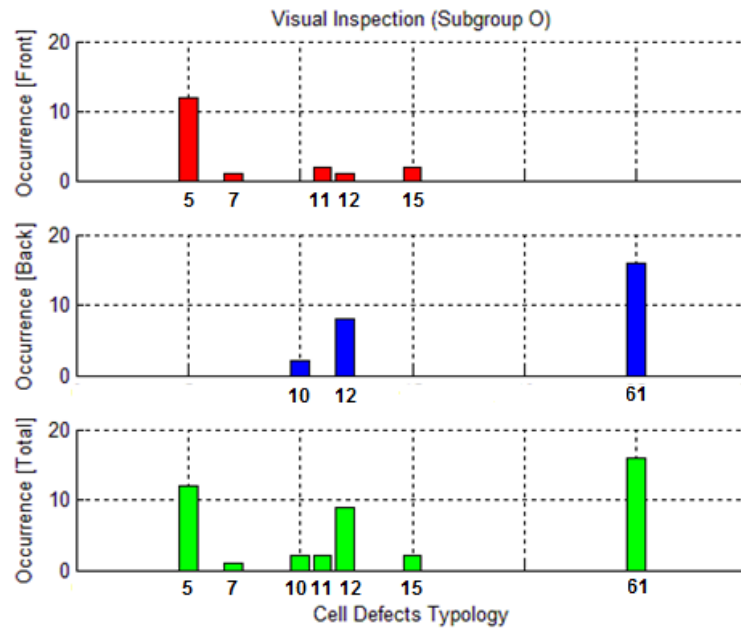


Figura 5.18. Occorrenza dei difetti messi in evidenza dalla prova di *Visual Inspection* per il sottogruppo O.

5.2.3.3.2 Dimensions and Weight

Si riportano in Tabella 5.32 e Tabella 5.33 i risultati delle prove dimensionali condotte sulle celle del sottogruppo O. Tali risultati sono in accordo a quanto già precedentemente esposto ai punti 5.2.3.1.2 e 5.2.3.2.2 relativamente ai sottogruppi A e B.

Tabella 5.32. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo O.

Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]	Cells	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
o1	ok	0.086	0.174	o11	ok	0.094	0.180
o2	ok	0.088	0.178	o12	ok	0.092	0.180
o3	ok	0.088	0.173	o13	ok	0.095	0.172
o4	ok	0.090	0.180	o14	ok	0.091	0.170
o5	ok	0.089	0.174	o15	ok	0.091	0.171
o6	ok	0.090	0.174	o16	ok	0.089	0.177
o7	ok	0.093	0.179	o17	ok	0.092	0.173
o8	ok	0.091	0.173	o18	ok	0.091	0.177
o9	ok	0.091	0.175	o19	ok	0.090	0.173
o10	ok	0.092	0.175	o20	ok	0.092	0.175

Tabella 5.33. Risultati della prova di *Dimensions and Weight* per il sottogruppo O in termini di media e deviazione standard.

Subgroup O			
	Dimensions [mm]	Weight [g]	Thickness [mm]
Mean	-	0.091	0.175
St. Dev.	-	± 0.002	± 0.003

5.2.3.3.3 *Electrical Performance CPV*

In Tabella 5.34 vengono riportate le misure dei parametri elettrici ad inizio vita ottenute per ogni cella del sottogruppo O ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli e i relativi valori di media e deviazione standard per ogni parametro. I risultati sono in pieno accordo con quanto già ottenuto in precedenza per i sottogruppi A e B. Come sempre tali misure verranno utilizzate nel seguito come riferimento, quando sarà necessario mettere in evidenza eventuali degradazioni causate dall'applicazione delle altre prove.

Tabella 5.34. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* per il sottogruppo O.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup O</i>							
ID	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	P _m [W]	I _{max} [A]	V _{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
o1	1.1390	2.747	2.731	1.098	2.488	0.873	28.034
o2	1.1180	2.726	2.609	1.058	2.467	0.856	26.778
o3	1.1470	2.767	2.748	1.112	2.471	0.866	28.207
o4	1.0820	2.702	2.512	1.011	2.486	0.860	25.789
o5	1.1530	2.763	2.775	1.082	2.565	0.871	28.483
o6	1.1800	2.794	2.892	1.142	2.532	0.877	29.682
o7	1.1460	2.756	2.807	1.099	2.555	0.888	28.811
o8	1.1640	2.818	2.902	1.131	2.565	0.885	29.793
o9	1.1560	2.734	2.750	1.112	2.473	0.870	28.227
o10	1.1510	2.786	2.840	1.104	2.573	0.886	29.157
o11	1.1750	2.822	2.919	1.133	2.576	0.881	29.963
o12	1.1780	2.810	2.895	1.134	2.553	0.875	29.721
o13	1.1750	2.836	2.925	1.141	2.564	0.878	30.022
o14	1.1620	2.819	2.874	1.123	2.560	0.878	29.503
o15	1.1760	2.824	2.697	1.032	2.613	0.812	27.680
o16	1.1380	2.783	2.805	1.096	2.559	0.886	28.794
o17	1.1470	2.795	2.831	1.107	2.556	0.883	29.058
o18	1.1520	2.814	2.861	1.112	2.574	0.883	29.372
o19	1.1610	2.817	2.840	1.111	2.556	0.869	29.149
o20	1.1360	2.785	2.802	1.093	2.563	0.886	28.764
Mean	1.1518	2.7849	2.8008	1.1016	2.5425	0.8731	28.749
St. Dev.	± 0.0232	± 0.0373	± 0.1056	± 0.0344	± 0.0417	± 0.0169	± 1.0839

5.2.3.3.4 Humidity & Temperature 1

Come già detto, lo scopo del test HT1 è del tutto simile a quello del test HT2 esposto al punto 5.2.3.1.5, ma la prova prevede che le celle vengono poste per 30 giorni in camera climatica a pressione ambiente, ad una temperatura di camera pari a (60 ± 5) °C e con umidità relativa superiore al (90 ± 5) %. In Tabella 5.35 vengono esposti, cella per cella, i parametri elettrici misurati ad un rateo di concentrazione pari a 72 soli a seguito della prova di umidità mentre in Tabella 5.36 è stata valutata la degradazione media, relativa ad ogni parametro elettrico, calcolata considerando come condizione ad inizio vita della cella la misura esposta al punto 5.2.3.3.3. Dai risultati esposti in Tabella 5.36 è possibile notare come, anche in questo caso, il comportamento della cella sembri stabile a seguito della prova in quanto le variazioni positive e negative dei parametri sono contenute al di sotto dell'1%. Le celle o1 e o2 non hanno dato risposta elettrica per motivi non imputabili alla prova di umidità e sono state dunque scartate dalla misura elettrica, mentre la cella o15 ha mostrato la presenza di un effetto di *shunt* che non era presente ad inizio vita.

Tabella 5.35. Risultati della prova di *Electrical Performance CPV* a 72 soli per il sottogruppo O a seguito della prova di umidità *HTI*.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup O after HTI</i>							
ID	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]	P _m [W]	I _{max} [A]	V _{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
o1	-	-	-	-	-	-	-
o2	-	-	-	-	-	-	-
o3	1.119	2.780	2.743	1.072	2.559	0.882	28.161
o4	1.075	2.705	2.533	1.012	2.502	0.871	25.998
o5	1.137	2.779	2.794	1.088	2.568	0.884	28.677
o6	1.160	2.824	2.881	1.120	2.573	0.880	29.571
o7	1.130	2.797	2.794	1.089	2.566	0.884	28.676
o8	1.161	2.834	2.890	1.124	2.571	0.879	29.668
o9	1.141	2.768	2.758	1.105	2.496	0.873	28.309
o10	1.144	2.790	2.805	1.093	2.567	0.879	28.790
o11	1.168	2.837	2.907	1.130	2.572	0.877	29.842
o12	1.168	2.832	2.902	1.129	2.570	0.877	29.793
o13	1.159	2.850	2.892	1.125	2.571	0.876	29.690
o14	1.153	2.826	2.856	1.112	2.567	0.876	29.315
o15	1.185	2.751	2.537	1.000	2.538	0.778	26.042
o16	1.133	2.799	2.803	1.092	2.568	0.884	28.775
o17	1.141	2.809	2.822	1.098	2.571	0.881	28.969
o18	1.147	2.817	2.845	1.107	2.569	0.880	29.200
o19	1.143	2.815	2.836	1.103	2.571	0.881	29.107
o20	1.124	2.770	2.762	1.077	2.565	0.887	28.356
Mean	1.144	2.799	2.798	1.093	2.559	0.874	28.719
St. Dev.	± 0.024	± 0.036	± 0.108	± 0.036	± 0.023	± 0.024	± 1.111

Tabella 5.36. Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di HTI.

<i>Electrical Degradation for Subgroup O after HTI</i>							
ID	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔP_m [%]	ΔI_{max} [%]	ΔV_{max} [%]	$\Delta F.F.$ [%]	$\Delta Eff.$ [%]
Mean	-1.019	0.486	-0.316	-0.879	0.571	0.217	-0.313

5.2.3.3.5 Thermal Cycling

È stato ripetuto il medesimo test condotto precedentemente sulle celle del sottogruppo A ed esposto al punto 5.2.3.1.6. La durata del test, il numero di cicli termici e le temperature estreme raggiunte sono specificati in Tabella 5.16. I parametri elettrici delle celle misurati a seguito del test sono invece esposti in Tabella 5.37 e Tabella 5.38. A seguito della prova la variazione dei parametri elettrici sembra essere maggiormente cospicua se paragonata a quanto ottenuto in precedenza per le celle del sottogruppo A.

Tabella 5.37. Risultati della prova di Electrical Performance CPV a 72 soli per il sottogruppo O a seguito della prova di Thermal Cycling.

<i>Electrical Performance CPV for Subgroup O after Thermal Cycling</i>							
ID	I_{sc} [A]	V_{oc} [V]	P_m [W]	I_{max} [A]	V_{max} [V]	F.F.	Eff. [%]
o1	-	-	-	-	-	-	-
o2	-	-	-	-	-	-	-
o3	1.120	2.777	2.736	1.093	2.504	0.880	27.980
o4	1.060	2.743	2.515	0.989	2.542	0.865	25.714
o5	1.117	2.814	2.798	1.088	2.571	0.891	28.608
o6	1.145	2.837	2.876	1.114	2.583	0.886	29.411
o7	1.120	2.800	2.780	1.079	2.576	0.886	28.428
o8	1.135	2.850	2.861	1.110	2.577	0.885	29.256
o9	1.112	2.771	2.716	1.088	2.497	0.881	27.772
o10	1.125	2.830	2.824	1.100	2.567	0.887	28.875
o11	1.135	2.863	2.877	1.092	2.635	0.885	29.417
o12	1.143	2.856	2.877	1.118	2.574	0.881	29.414
o13	1.140	2.870	2.881	1.117	2.580	0.881	29.457
o14	1.138	2.812	2.821	1.101	2.564	0.882	28.849
o15	1.154	2.806	2.663	1.034	2.577	0.822	27.230
o16	1.114	2.797	2.752	1.072	2.567	0.883	28.136
o17	1.114	2.802	2.752	1.075	2.561	0.882	28.140
o18	1.124	2.817	2.809	1.094	2.568	0.887	28.725
o19	1.128	2.792	2.770	1.083	2.557	0.880	28.322
o20	1.106	2.788	2.711	1.058	2.562	0.879	27.719
Mean	1.124	2.812	2.779	1.084	2.564	0.879	28.414
St. Dev.	± 0.021	± 0.034	± 0.093	± 0.032	± 0.030	± 0.015	± 0.948

Si assiste infatti ad una degradazione dell'efficienza superiore al 1.3% ed ad una degradazione superiore all'1% per quasi tutti gli altri parametri. Tale aumento della degradazione sembra essere imputabile alla prova HT1 che, benché venga condotta a temperatura sensibilmente inferiore rispetto alla prova HT2, si prolunga per un tempo notevolmente maggiore. Sembra dunque che le celle siano in grado di sopportare meglio aumenti anche notevoli di temperatura ma per periodi limitati, piuttosto che aumenti contenuti ma prolungati nel tempo.

Tabella 5.38. Degradazione media valutata per i parametri di interesse a seguito della prova di Thermal Cycling.

<i>Electrical Degradation for Subgroup O after Thermal Cycling</i>							
ID	ΔI_{sc} [%]	ΔV_{oc} [%]	ΔP_m [%]	ΔI_{max} [%]	ΔV_{max} [%]	$\Delta F.F.$ [%]	$\Delta Eff.$ [%]
Mean	-1.674	0.394	-0.970	-1.097	0.137	0.321	-1.358

5.2.3.3.6 Coating Adherence

Tale test ha lo scopo di dimostrare la stabilità a sollecitazioni taglienti dei contatti e dello strato di materiale anti-riflettente depositato sulla superficie frontale della cella. La normativa di riferimento prevede l'applicazione di una forza di adesione pari a 670 g/cm con una tolleranza del 10%, esercitata tramite l'ausilio di un apposito materiale adesivo applicato al *coating* e successivamente rimosso. A seguito dell'applicazione del carico su metà dei campioni del sottogruppo O (o1, o2, o6, o7, o10, o12, o13, o15, o18 e o19), non sono state riscontrate al microscopio laminazioni visibili né sui contatti, né sul rivestimento anti-riflettente della cella. La prova ha dunque avuto esito positivo.

5.2.4 Analisi dei risultati

Analizzando i risultati ottenuti a seguito delle prove sopra esposte per i tre sottogruppi A, B ed O in relazione a requisiti preventivamente definiti dalle normative o richiesti dagli acquirenti, è possibile affermare che la qualifica delle celle ha avuto esito totalmente positivo. I principali requisiti che definiscono il passaggio o il fallimento della prova e che devono essere tassativamente rispettati per non inficiare il processo di qualifica sono riportati nel seguito in Tabella 5.39 nella colonna *Requirements*, mentre nella colonna *Experimental Data* vengono riassunti i valori dei parametri di riferimento ottenuti a seguito delle prove. Dal confronto dei valori relativi è possibile desumere il pieno rispetto delle specifiche.

Tabella 5.39. Requisiti da rispettare per ogni singola prova (*Requirements*) e risultati ottenuti sperimentalmente (*Experimental Data*).

Subgroup A		
Test	Requirements	Experimental Data
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Humidity & Temperature 2	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m \square 0.301\%$
Contact Uniformity	$s = (4 \div 10) \mu m$	$s \square 4.57 \mu m$
Surface Finish	$R_z \leq 3 \mu m$ (front contact) $R_z \leq 4.5 \mu m$ (back contact)	$R_z \square 0.1045 \mu m$ (front contact) $R_z \square 0.1130 \mu m$ (back contact)
Thermal cycling	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m \square 0.338\%$
Subgroup B		
Test	Requirements	Experimental Data
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Temperature Coefficients	Only Test	-
Spectral Response	Only Test	-
Cell reverse	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m \square 4\%$
Subgroup O		
Test	Requirements	Experimental Data
Visual Inspection	See AD1	No major defects
Dimensions and Weight	See AD1	ok
Electrical Performance	See AD1	ok
Humidity & Temperature 1	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m \square 0.316\%$
Thermal cycling	$\Delta P_m < 5\%$	$\Delta P_m \square 0.970\%$
Coating Adherence	Arc voids area < 3% of active area	No visible delamination on contacts or ARC voids

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

6.1 Sviluppi futuri

6.1.1 Limite teorico di efficienza di Shockley-Queisser

Per concludere si vogliono passare in rassegna i limiti teorici di efficienza stimati per le celle fotovoltaiche in sistemi ad elevata concentrazione (*HCPV*) e gli incrementi e gli sviluppi previsti nel prossimo futuro, collegati agli ampi margini di miglioramento possibili. Come già detto ampiamente, la tecnologia fotovoltaica attualmente più efficiente per la generazione di energia elettrica consiste nell'utilizzo di celle solari realizzate con materiali semiconduttori del gruppo III-V. Come possibile vedere in Figura 6.1, odiernamente, efficienze superiori al 38% sono già state raggiunte grazie alla concentrazione solare, raggiungendo il record di efficienza riportato da Spectrolab nell'Agosto del 2009 pari a 41.6% ottenuto ad un rateo di concentrazione di 364 soli.

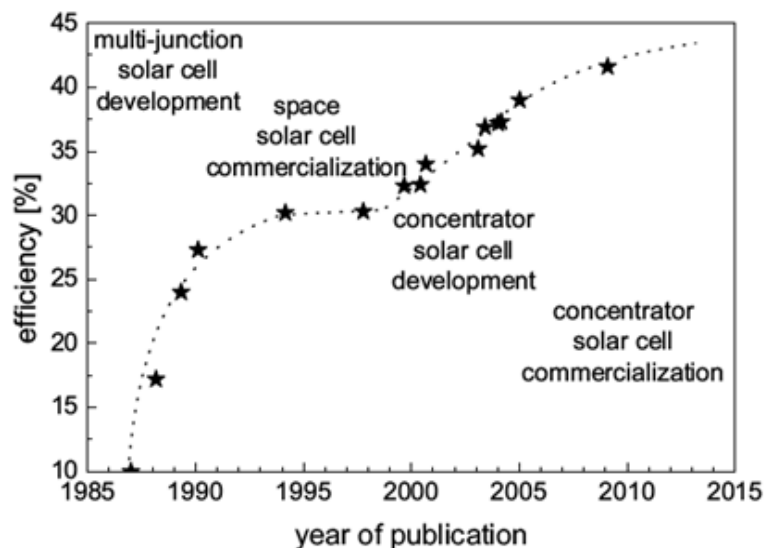


Figura 6.1. Andamento delle efficienze record nel corso degli anni per celle a tripla giunzione del gruppo III-V con e senza concentrazione solare. L'immagine mostra inoltre le differenti fasi di sviluppo e commercializzazione dei sistemi dal settore spaziale a quello terrestre [XIV].

I sistemi *HCPV* possono dunque giocare un ruolo molto importante nella generazione di energia sostenibile nel prossimo futuro, a maggior ragione se saranno in grado di incrementare notevolmente l'efficienza di conversione delle celle in essi alloggiare. Sorge dunque spontanea una domanda: «Qual è il limite teorico di efficienza per una cella solare?». Tale limite venne indagato per la prima volta da Shockley e Queisser nel 1961 per una cella solare a singola giunzione *p-n* all'interno di un modello basato sulle seguenti ipotesi: l'assorbimento di un fotone produce una e una sola coppia elettrone-lacuna, solo i fotoni con energia $h\nu > E_g$ sono assorbiti, la ricombinazione radiativa è l'unico meccanismo di ricombinazione presente e la separazione fra i livelli di Fermi è costante all'interno della cella. Senza entrare nel dettaglio del modello, al quale si rimanda in [XVI], è possibile dimostrare che l'efficienza limite di conversione della radiazione solare in energia elettrica per una cella a singola giunzione *p-n* illuminata sotto uno spettro AM1.5D ad un sole è stimata, secondo l'equazione (6.1), ad un valore limite η_Q pari al 32%.

$$\eta_Q = \frac{\int_{\nu_0}^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left\{ \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} + \left[e^{\frac{h\nu}{kT_A}} - 1 \right]^{-1} \left(1 - \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \right) - \left[e^{\frac{h\nu - \mu}{kT_Q}} - 1 \right]^{-1} \right\} \mu d\nu}{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} h\nu d\nu} \quad (6.1)$$

$$\eta_{Q_{sun}} \cong 32\% \quad (6.2)$$

Tali limite può essere superato tramite l'utilizzo di celle a multi-giunzione ottimizzando il *bandgap* di ogni singola sottocella. Portando al limite il ragionamento, vale a dire ipotizzando una cella caratterizzata da un numero infinito di giunzioni sottoposta ad un rateo di concentrazione pari ad un sole, l'equazione (6.3) definisce un limite teorico di efficienza η_Q pari a circa il 68%.

$$\eta_Q(\infty) = \frac{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left\{ \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} + \left[e^{\frac{h\nu}{kT_A}} - 1 \right]^{-1} \left(1 - \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \right) - \left[e^{\frac{h\nu - \mu(\nu)}{kT_Q}} - 1 \right]^{-1} \right\} \mu(\nu) d\nu}{\int_0^{\infty} \frac{2\pi n^2 \nu^2}{c^2} \left(\frac{R_S}{R_{E_0}} \right)^2 \left[e^{\frac{h\nu}{kT_S}} - 1 \right]^{-1} h\nu d\nu} \quad (6.3)$$

$$\eta_Q^{(\infty)}_{1sun} \cong 68\% \quad (6.4)$$

La concentrazione gioca dunque un ruolo determinante. Riprendendo l'equazione (6.3) per una cella ad infinite giunzioni ma sottoposta ad un rateo di concentrazione pari a 46000 soli, è possibile dimostrare come l'efficienza di conversione raggiunga il suo valore limite pari all'87%. Gli andamenti di efficienza limite secondo l'approccio di Shockley-Queisser sono mostrati in Figura 6.2.

$$\eta_Q^{(\infty)}_{46000suns} \cong 87\% \quad (6.5)$$

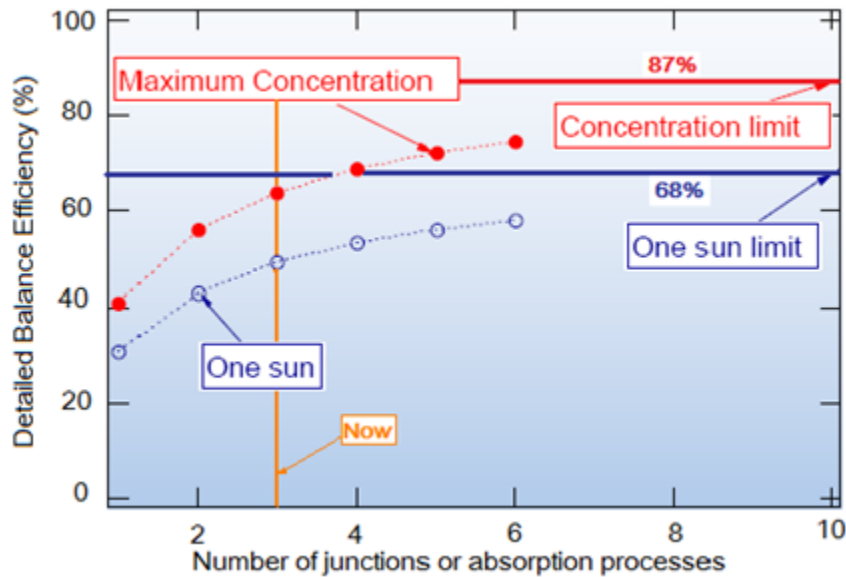


Figura 6.2. Limiti teorici di efficienza secondo l'approccio Shockley-Queisser per sistemi a concentrazione e non [Marti and Araujo].

L'ottimizzazione dell'efficienza procede attraverso l'ottimizzazione degli spessori delle sottocelle costituenti la cella, del loro *bandgap*, della densità di corrente dei diodi tunnel e della griglia metallica di raccolta delle cariche. In Tabella 6.1 è mostrato, in funzione del numero di giunzioni, il valore che il *bandgap* di ogni singola sottocella deve avere per l'ottimizzazione dell'efficienza teorica limite della cella solare nel suo complesso. In Tabella 6.2 è invece mostrato il confronto, per differenti tipologie di tecnologia fotovoltaica, fra il limite teorico di efficienza raggiungibile e il massimo valore effettivo rilevato sperimentalmente. Come è possibile desumere dal confronto dei dati, la ricerca e lo sviluppo nel settore fotovoltaico possono portare ad incrementi notevoli nel medio e lungo periodo.

Tabella 6.1. Andamento del limite teorico di efficienza e del valore del *bandgap* di ogni singola sottocella al variare del numero di giunzioni per una cella sottoposta ad un rateo di concentrazione pari a 1000 soli [XVII].

Number of cells	System efficiency (%)	Band gaps (eV)											
1	32.4	1.4											
2	44.3	1.0	1.8										
3	50.3	1.0	1.6	2.2									
4	53.9	0.8	1.4	1.8	2.2								
5	56.3	0.6	1.0	1.4	1.8	2.2							
6	58.5	0.6	1.0	1.4	1.8	2.0	2.2						
7	59.6	0.6	1.0	1.4	1.8	2.0	2.2	2.6					
8	60.6	0.6	1.0	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.6				
9	61.3	0.6	0.8	1.0	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.6			
10	61.6	0.6	0.8	1.0	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6		
11	61.8	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	

Tabella 6.2. Efficienza teorica per varie tecnologie fotovoltaiche ed efficienza effettiva rilevata sperimentalmente.

<u>Approximate Theoretical Limit Efficiency</u>		<u>Approximate Best Experimental Performance to Date</u>	
Thermodynamic (concentrator)	87%	n/a	
Thermodynamic (1 sun)	68%	n/a	
Six-junction	58%	n/a	
Hot carrier	54%	n/a	
Triple-junction concentrator	64%	44%	III-V alloys, monolithic stack
Triple-junction (1 sun)	49%	15%	Thin-film amorphous silicon on alloys
Double-junction concentrator	56%	30%	III-V alloys, monolithic stack
Double-junction (1 sun)	43%	12%	Thin-film amorphous silicon on alloys
Schokley-Queisser single-junction (46,200 suns)	41%	30%	Crystalline silicon (500 suns)
Schokley-Queisser single-junction (1 sun)	31%	24% 20% 12% 6%	Crystalline silicon Thin multicrystalline silicon Dye-sensitized cell Organic cell

6.1.1.1 Lattice-matching concentrator cells

Relativamente ad applicazioni terrestri per sistemi a concentrazione, una possibile strada per incrementare notevolmente l'efficienza è lo sviluppo di celle solari a tripla giunzione caratterizzate da strutture di cella che operino il cosiddetto *lattice-matching*, anche grazie all'introduzione di materiali metamorfici, vale a dire strutture in cui le sottocelle hanno il medesimo valore della costante di reticolo (*lattice constant*). Partendo da strutture ottimizzate per applicazioni spaziali in cui la cella *top* e la cella *middle*, realizzate rispettivamente in $\text{Ga}_{0.50}\text{In}_{0.50}\text{P}$ e $\text{Ga}_{0.99}\text{In}_{0.01}\text{As}$, hanno una differenza contenuta nel valore della loro costante di reticolo, simulazioni numeriche realizzate tramite l'approccio di Shockley-Queisser hanno dimostrato la possibilità di incrementi teorici notevoli nell'efficienza di cella tramite lo sviluppo di nuove strutture come la $\text{Ga}_{0.35}\text{In}_{0.65}\text{P}/\text{Ga}_{0.83}\text{In}_{0.17}\text{As}/\text{Ge}$. In Figura 6.3 è presentato il risultato della simulazione per valori di concentrazione pari a 500 soli, in cui viene evidenziato lo spostamento del limite teorico di efficienza, valutabile attorno al 6%, ottenuto ottimizzando la struttura di cella dalla configurazione $\text{Ga}_{0.50}\text{In}_{0.50}\text{P}/\text{Ga}_{0.99}\text{In}_{0.01}\text{As}/\text{Ge}$ alla $\text{Ga}_{0.35}\text{In}_{0.65}\text{P}/\text{Ga}_{0.83}\text{In}_{0.17}\text{As}/\text{Ge}$.

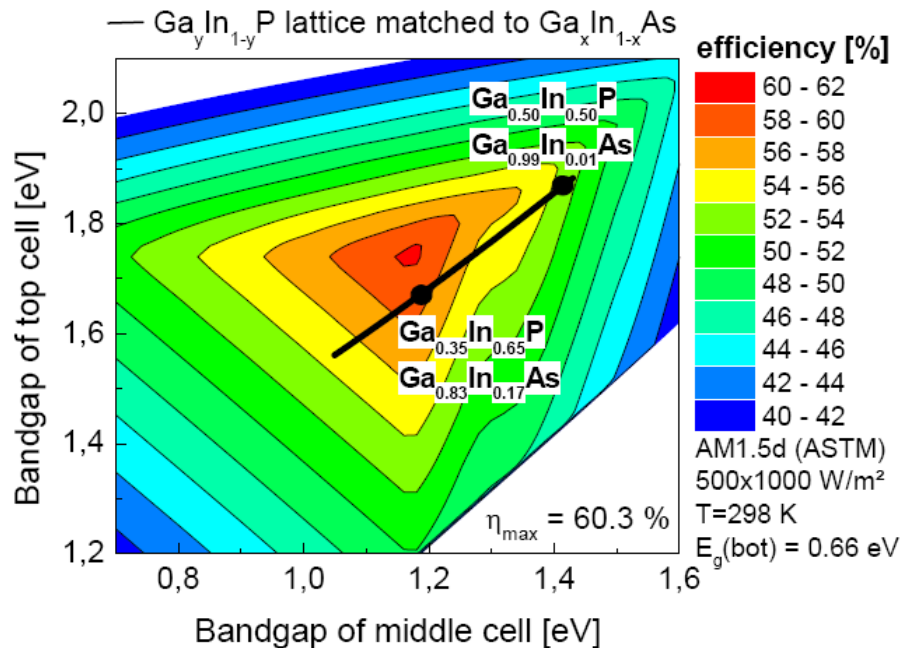


Figura 6.3. Calcolo di efficienza seguendo l'approccio di Shockley-Queisser per una cella a tripla giunzione con cella *bottom* al Ge e illuminata con uno spettro 500xAM1.5D. La linea nera indica le energie di *bandgap* per il *lattice-matching* fra GaInP e GaInAs [XV].

6.2 Conclusioni

6.2.1 Aspetti normativi

Per concludere si vuole mettere in evidenza come nel prossimo futuro, parallelamente all'incremento dell'efficienza delle celle alloggiare in sistemi a concentrazione, all'aumento della loro vita operativa e delle loro caratteristiche elettriche in generale, sia necessario adeguare di volta in volta anche gli aspetti normativi volti alla definizione delle prove sperimentali atte a comprovarne le prestazioni. In questo lavoro di tesi è stato definito un primo tentativo in tale senso, tentativo che nasce dall'esigenza di sopperire all'attuale vuoto normativo a livello internazionale inerente alla qualifica delle singole celle solari che operano a concentrazione. È stata dunque redatta e validata un'opportuna sequenza di qualifica appositamente sviluppata per tali celle. I risultati ottenuti sono soddisfacenti in quanto si comprova inequivocabilmente la capacità delle celle CESI esaminate di superare pienamente i test, nonostante i parametri che definiscono le condizioni ambientali delle prove precedentemente descritte siano evidentemente molto severi in alcuni casi. Particolare riguardo sarà necessario porre, come passo successivo nell'immediato futuro, allo sviluppo di sempre più severe prove di *ageing* a differenti temperature vista la sostanziale mancanza di dati a livello internazionale. Tali prove avranno l'importante e difficile compito di stimare in modo sufficientemente preciso la vita operativa della singola cella e il corrispondente degrado elettrico a fine vita. In questo lavoro di tesi si è dimostrato come tramite una previsione teorica preliminare basata sulla relazione di Arrhenius, esposta nel Capitolo 5, le celle CESI testate mostrino un degrado contenuto al di sotto del 30% per un tempo medio simulato di operatività pari a 58440 ore, cioè circa 20 anni ipotizzando un funzionamento di 8 ore giornaliere. Tale valore è del tutto compatibile con il tempo operativo caratteristico della tecnologia fotovoltaica al silicio. Perseguire dunque la più ampia vita operativa possibile con il minimo degrado contribuirà di fatto alla riduzione dei costi del watt fotovoltaico e ad un'affermazione pienamente concorrenziale della tecnologia HCPV sia rispetto alle fonti energetiche tradizionali sia rispetto alle tradizionali tecnologie fotovoltaiche.

Appendice A

Defect / Parameter	Requirement	
Edge chips	Max a = 10 mm Max b = 1 mm	<p>The diagram illustrates a corner of a solar cell with three types of defects: a surface nick with width 'c', an edge chip with width 'a', and a corner chip with width 'c'. The corner chip is shown at the intersection of two edges, with 'c' indicating the width of the chip along both edges.</p>
Corner chips	Max c = 4 mm	
Surface nick	Max c = 4 mm	
Total defects	Total defects area < 5% of Cell area	
AR coating	Total area of uncoated voids < 3% of Active area	
Cracks	Cracks are not allowed Hairline cracks: are not allowed	
Contact – General	Digs, scratches and probe prints are allowed as long as metallization is still present Peeling, blistering or delamination of contact is not allowed	
Contact – Front side, welding area	Interruption, Voids, Bubbles, delaminations: max 0.1 mm. Pimples and drops are not allowed.	
Contact – Grid	Missing grid, short grids, or non-continuous grid are allowed for a maximum total number of 3.	
Contact – Rear side, welding area	Same as FS	
Contact – Rear side, no welding area	Voids or bubbles < 2% Pimples and drops < 0.01 mm Edge delaminations < 0.75 mm Other defects < 2% of total cell area Visible semiconductor at the corners < 1mm allowed.	

Figura A.1. Legenda di ispezione visiva per una cella solare, necessaria alla verifica dei requisiti relativi al test di *Visual Inspection* (VI).

Appendice B

Si riportano i dettagli costruttivi degli strumenti utilizzati nella misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico tratti dalla normativa CEI EN 60904-8.

Spectral response measurement using a monochromator

CAPTION

- a Concave mirror
- b Plane mirror
- c Light source
- d Monochromator
- e Solar simulator
- f Bias light
- g Chopper
- h Test specimen
- i Rotable temperature controlled, mount
- j Radiometer or reference cell

Misura della risposta spettrale utilizzando un monocromatore

LEGENDA

- a Specchio concavo
- b Specchio piano
- c Sorgente luminosa
- d Monocromatore
- e Simulatore solare
- f Luce polarizzata
- g Dispositivo di interruzione del raggio
- h Campione in prova
- i Blocco girevole controllato in temperatura
- j Radiometro o cella di riferimento

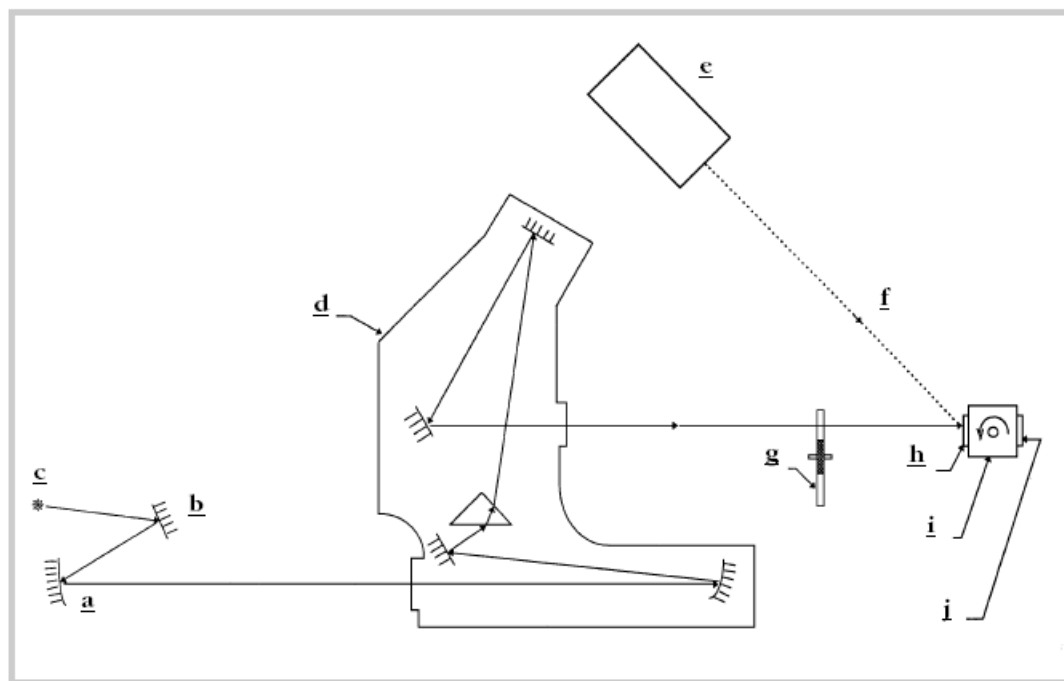


Figura B.1. Monocromatore per la misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico secondo normativa CEI EN 60904-8.

Spectral response measurement using a filter wheel

CAPTION

- a** Filter wheel
- b** Light source
- c** Solar simulator
- d** Bias light
- e** Chopper
- f** Test specimen
- g** Rotable temperature controlled, mount
- h** Radiometer or reference cell

Misura della risposta spettrale utilizzando una corona di filtri

LEGENDA

- a** Corona di filtri
- b** Sorgente luminosa
- c** Simulatore solare
- d** Luce polarizzata
- e** Dispositivo di interruzione del raggio
- f** Campione in prova
- g** Blocco girevole controllato in temperatura
- h** Radiometro o cella di riferimento

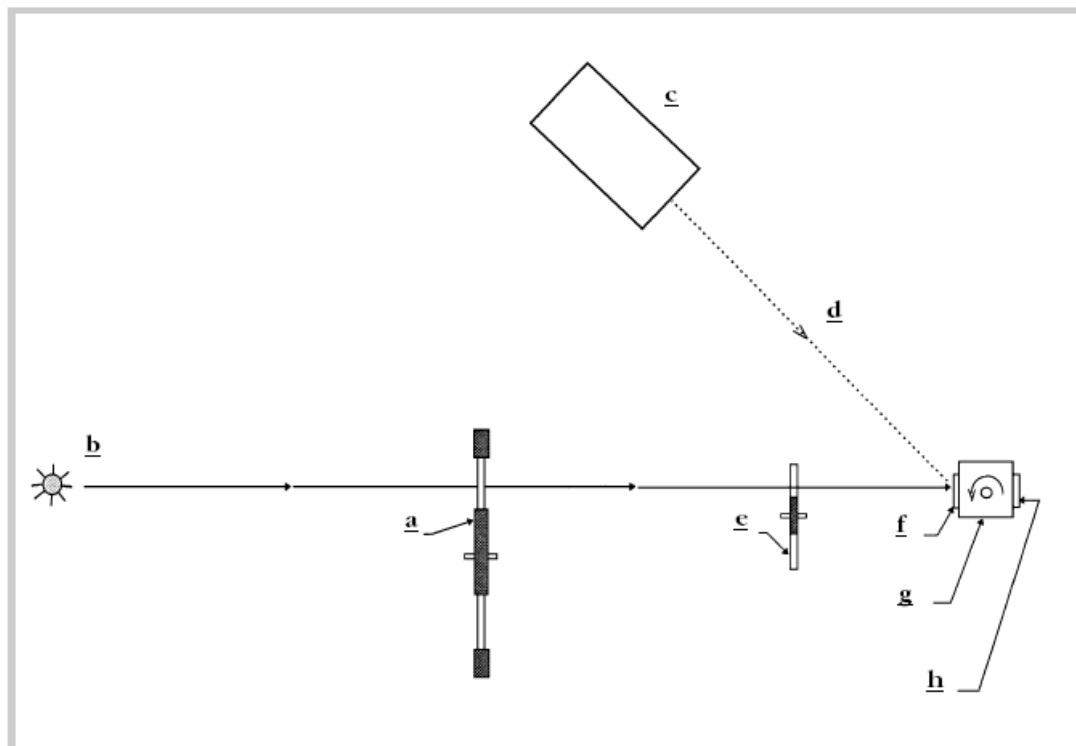


Figura B.2. Corona di filtri per la misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico secondo normativa CEI EN 60904-8.

Experimental test set-up for pulsed spectral response measurement

Disposizione sperimentale di prova per la misura della risposta spettrale a impulsi

CAPTION

LEGENDA

- a Flash lamp
- b Trigger
- c Power supply
- d Interference filter
- e Filter wheel
- f Shutter
- g Light box
- h Lid
- i Rotating sample holder
- j Peak detector
- k Digital voltmeter
- l Light pulse intensity monitor

- a Lampada a flash
- b Pulsante di accensione
- c Alimentazione
- d Filtro ad interferenza
- e Corona di filtri
- f Otturatore
- g Scatola luminosa
- h Coperchio
- i Supporto girevole del campione
- j Rilevatore di picco
- k Voltmetro digitale
- l Regolatore di intensità dell'impulso luminoso

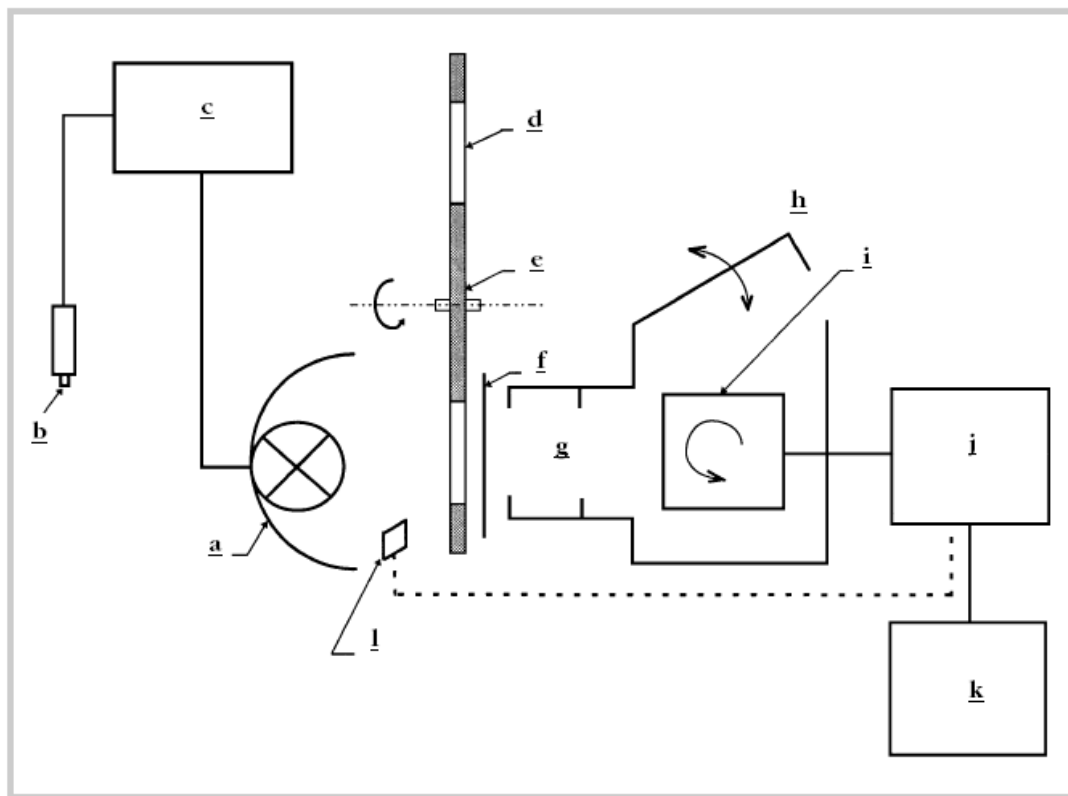


Figura B.3. Disposizione sperimentale di prova per la misura della risposta a impulsi secondo la normativa CEI EN 60904-8.

Appendice C

Soluzioni costruttive di moduli fotovoltaici CPV tratti dalla normativa IEC-62108.

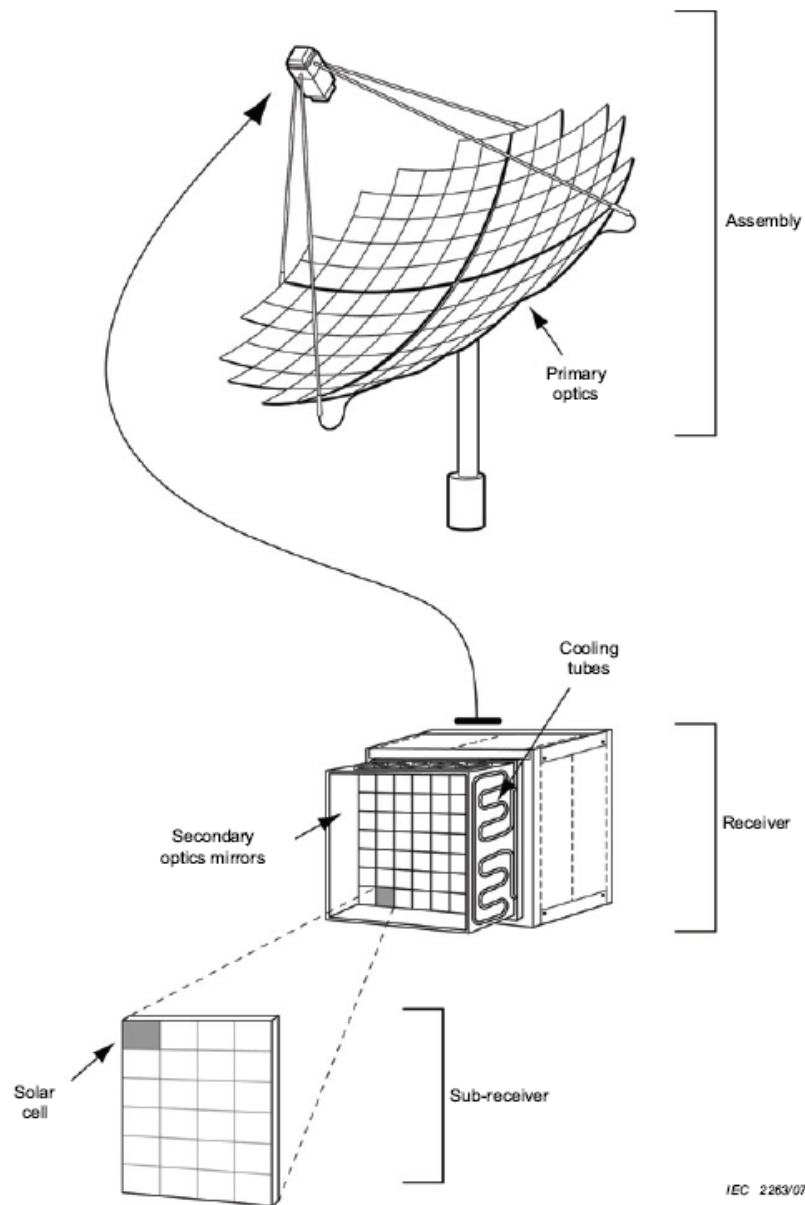


Figura C.1. Schema di concentratore solare parabolico a punto focale tratto dalla normativa IEC-62108.

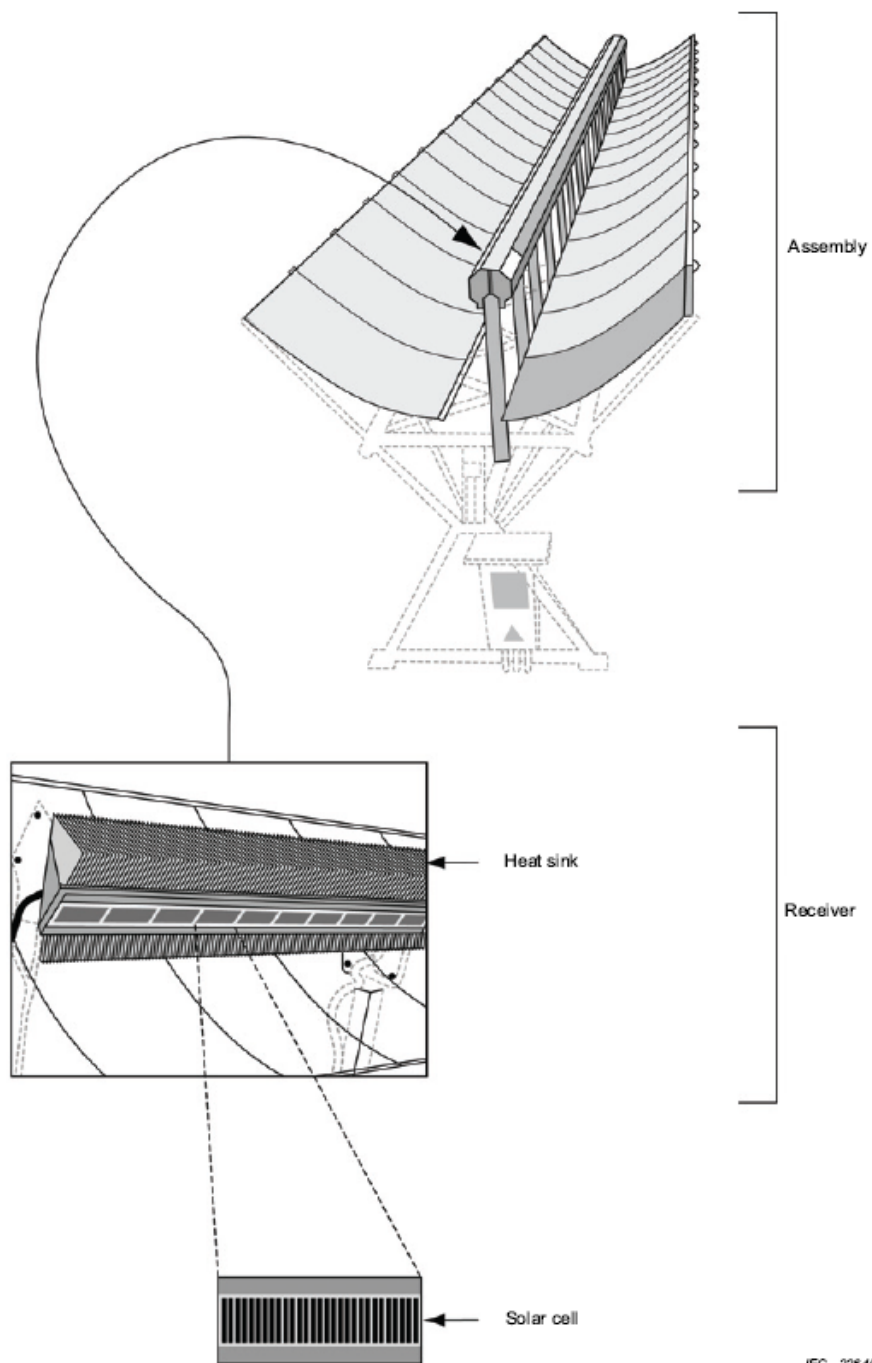


Figura C.2. Schema di concentratore solare con percorso focale lineare tratto dalla normativa IEC-62108.

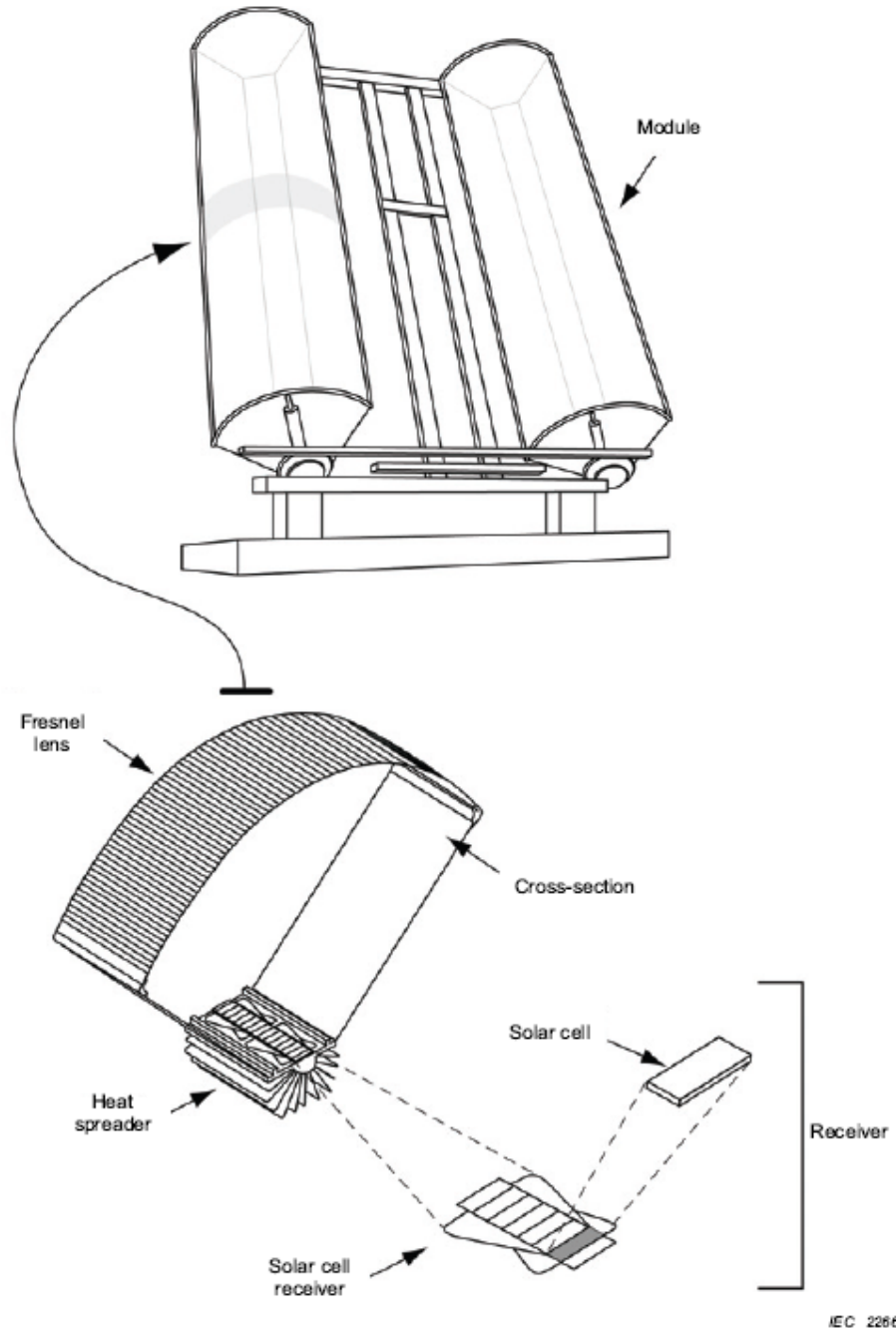


Figura C.3. Schema di concentratore solare con percorso focale lineare dotato di lenti di Fresnel tratto dalla normativa IEC-62108.

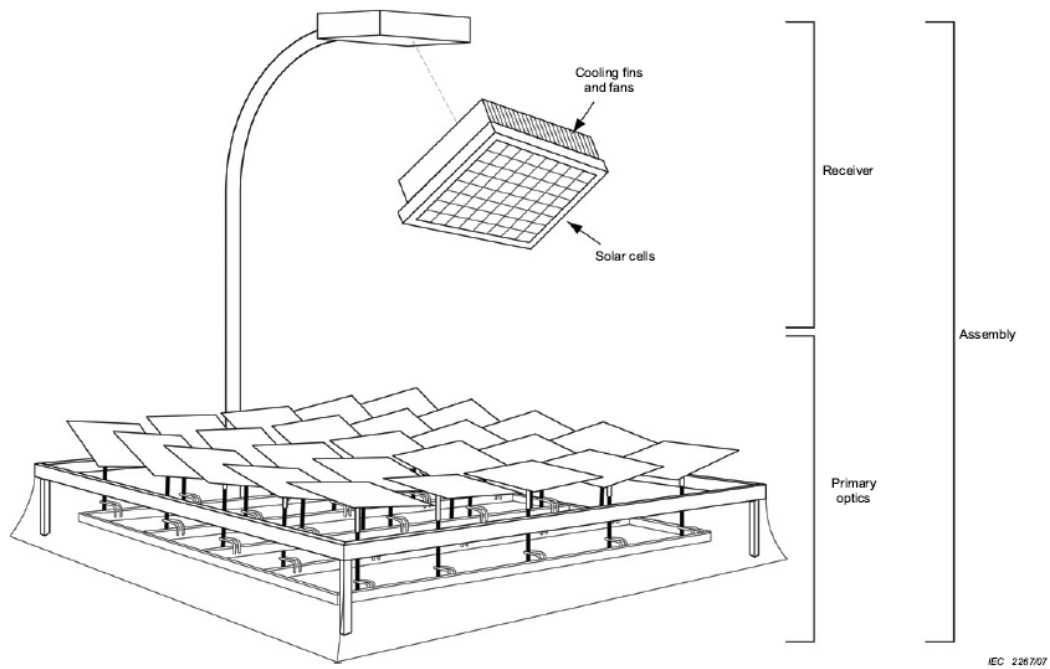


Figura C.4. Schema di concentratore solare heliostato tratto dalla normativa IEC-62108.

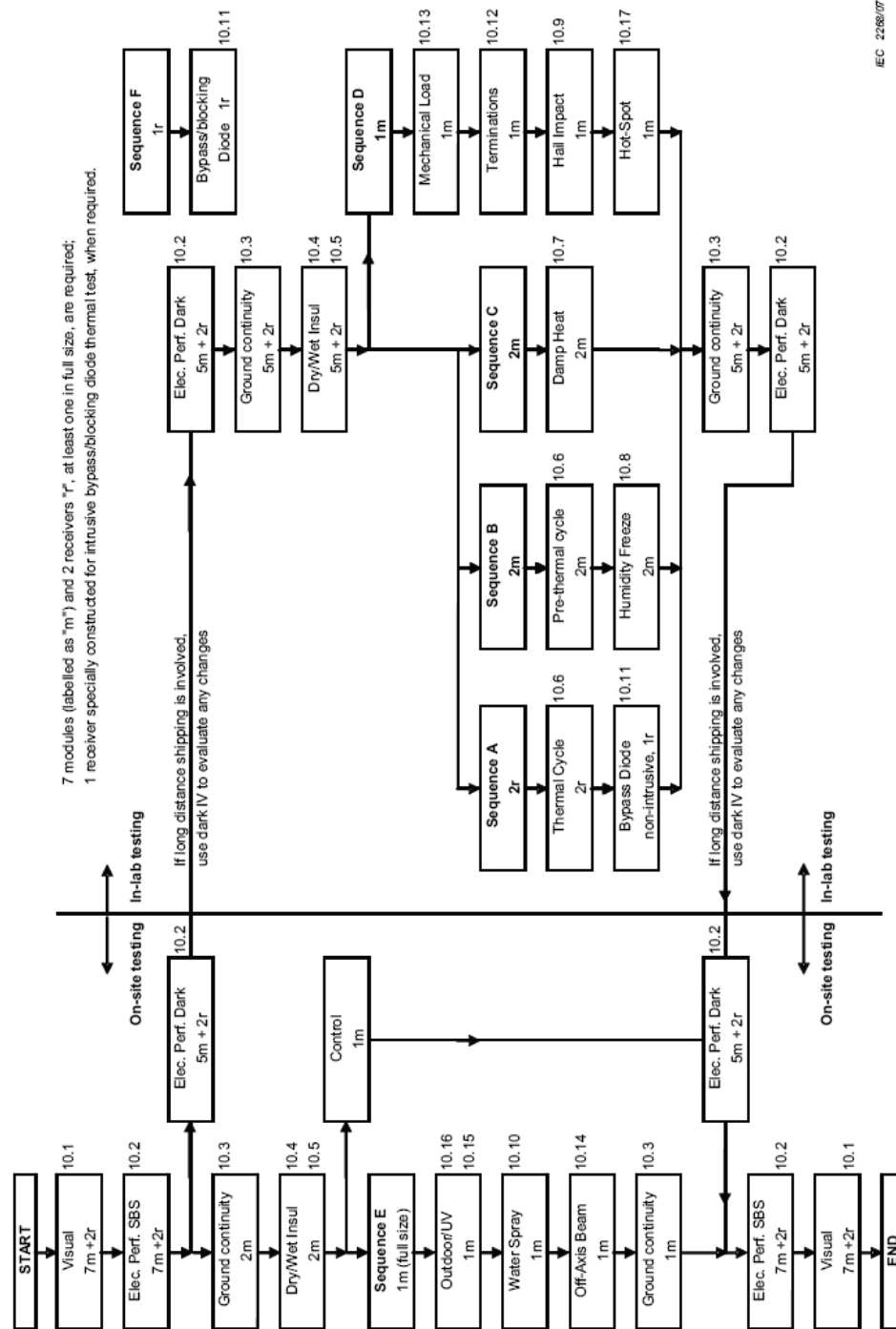


Figura C.5. Schema di qualifica per moduli CPV tratto dalla normativa IEC-62108.

Bibliografia

Testi:

- [1] Würfel P. (2005), *Physics of Solar Cells-From principles to new concept*, Wiley-VCH Verlag GmbH&Co.
- [2] Hovel H.J. (1975), *Semiconductors and Semimetals - Volume II Solar Cells*, Thomas J. Watson Research Center, IBM Corporation, Yorktown Heights, New York.
- [3] Sze S.M. (1981), *Physics of Semiconductors Devices*, Wiley&Sons, Second Edition.
- [4] Nelson J. (2003), *The Physics of Solar Cells*, Imperial College Press, UK.
- [5] Howes M.J., Morgan D.V. (1985), *Gallium Arsenide - Materials, Devices and Circuit*, Wiley&Sons.
- [6] Böer K.J. (1992), *Survey of Semiconductors physics-Volume II-Barrier, Junctions, Surfaces and Devices*, Van Nostrand Reinhold, New York.
- [7] J. H. Lienhard (2004), *A Heat Transfer Textbook 3rd Edition*, PhlogistonPress, Cambridge, Massachussets.
- [8] H. Y. Tada, J. R. Carter, Jr. B. E. Anspaugh, R. G. Downing, *Solar cell radiation handbook*, Jert Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasadena, California.

Articoli:

- [I] Tsai H.L., Tu C.S., Su Y.J., *Development of Generalized Photovoltaic Model Usong MATLAB/SIMULINK*, Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22-24, 2008, San Francisco, USA.

- [II] González-Longatt F.M., *Model of Photovoltaic Module in Matlab*, 2DO Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación (II Cibelec 2005).
- [III] Costagliola M., Daliento S., *3D modelling of non-uniform illumination effects in concentrator solar cells*, Dept. of Biomediacal, Electronics and Telecommunications Engineering.
- [IV] N.V.Yastrebova, *High-efficiency multi-junction solar cells: current status and future potential* (2007).
- [V] S. Kurtz, J. Granata, M. Quintana, *Photovoltaic-Reliability R&D Toward a Solar-Powered World*, Society of Photographic Instrumentation Engineers (SPIE) Solar Energy + Technology Conference, San Diego, California.
- [VI] J. R. Gonzalez, M. Vazquez, N. Nùñez, C. Algora, I. Rey-Stolle, B. Galiana, Kurtz, *Reliability analysis of temperature step-stress on III-V high concentrator solar cells*, Microelectronics Reliability, Elsevier Ltd., 2009.
- [VII] M. Vázquez, C. Algora, I. Rey-Stolle, J. R. González, *III-V concentrator solar cell reliability prediction based on quantitative LED reliability data*. ProgPhotovolt: Res Appl, 2007.
- [VIII] N. Nùñez, M. Vázquez, J. R. Gonzalez, C. Algora, P. Espinet, *Novel accelerated testing method for III-V concentrator solar cells*. ProgPhotovolt: Res Appl, 2007.
- [IX] S. Padovani, A. Del Negro, M. Antonipieri, S. Sinesi, R. Campesato, M.C. Casale, G. Gabetta, G. Gori, *Triple Junction InGaP/InGaAs/Ge solar cells for high concentration photovoltaics application: reliability and lifetime assessment*.
- [X] S. Kurtz, *Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry*, Technical Report NREL/TP-520-43208, 2009.
- [XI] K. Araki, M. Yamaguchi, M. Kondo, H. Uozumi, *Which is the best number of junctions for solar cells under ever-changing terrestrial spectrum?*, 3rd World Conference on PV Energy Conversion, 2003, p. 307.

- [XII] R. Leutz, A. Suzuki, A. Akisawa, T. Kashiwagi, *Developments and design of solar engineering Fresnel lenses*.
- [XIII] M. J. O'Neil, M. F. Piszczor, M. I. Eskenazi, A. J. McDanal, P. J. George, M. M. Botke, H. W. Brandhorst, D. L. Edwards, D. T. Hoppe, *Ultra-light stretched Fresnel lens solar concentrator for space power applications*, International Symposium on Optical Science and Technology, SPIE's 48th Annual Meeting, San Diego, August 3-8, 2003 – Paper No. 5179-17 – SPIE.
- [XIV] F. Dimroth, *High semiconductors-efficiency solar cells from III-V compound*, Fraunhofer ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Germany. Received 15 September 2005, revised 18 October 2005, accepted 18 October 2005, published online 22 February 2006.
- [XV] A. W. Bett, F. Dimroth, W. Guter, E. Oliva, S. P. Philipps, J. Söhne, G. Siefert, M. Steiner, A. Wekkeli, E. Welsler, M. Meusel, Vöster, G. Strobl, *Highest efficiency multi-junction solar cell for terrestrial and space applications*, Presented at the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany.
- [XVI] W. Shockley, H. J. Queisser, *Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells*, Journal of Applied Physics 32, 510 (1961).
- [XVII] A. J. Nozik, *Efficiency of Converting Solar Irradiance into Electrical or Chemical Free Energy*, National Renewable Energy Laboratory and Department of Chemistry, Univ. Colorado, Boulder.
- [XVIII] A. J. Nozik, *Quantum Dot Solar Cells*, NREL/CP-590-31011, Presented at the NCPV Program Review Meeting Lakewood, Colorado 14-17 October 2001.

Normative:

- [a] ECSS-E-20-08 A
- [b] IEC61215

- [c] IEC61646
- [d] IEC60068-2-21
- [e] IEC60904-1
- [f] IEC61215-2
- [g] IEC61215-3
- [h] IEC61215-5
- [i] IEC61215-7
- [j] IEC61215-8
- [k] IEC62108