

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea
in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Recupero e riciclo di moduli fotovoltaici a fine vita



Relatori

Professor Paolo Di Leo
Ing. Gabriele Malgaroli

firma del relatore

.....
.....

Candidato

Giovanni Velardocchia

firma del candidato

.....

Anno Accademico 2020-2021

Ringraziamenti

La mia carriera scolastica probabilmente chiusa con questo elaborato è stata supportata da moltissime persone a cui vorrei regalare un breve pensiero.

Innanzitutto devo ringraziare la mia famiglia, da mia mamma che mi aiutava a studiare i verbi alle elementari a mia sorella Anna compagna di giochi e scherzi. Sempre nella famiglia risulta impossibile non citare i membri dal linguaggio aulico (mio padre e Filippo), con cui ho avuto differenti diverbi sulla stesura di questo elaborato. Nel nucleo familiare stretto restano ancora da ringraziare mio fratello Pietro compagno di allenamenti e futuro assistente negli investimenti e Nicoletta fonte di eterne discussioni e molto abile nella correzione di testi.

Sempre di supporto in tutto il percorso scolastico trovo mia nonna, probabilmente colei che mi ha insegnato ad avere una costanza nello studio. La famiglia è molto numerosa, però vorrei almeno citare mio nonno (futuro videomaker), zio Cesco con la Aslo, zio Antonio con i suoi insegnamenti di vita e la signora Sonia, dalla voce potente. Dei cugini è impossibile non citare Simone (il capitano), Serena mitica giocatrice di burraco, fantastica cantante e compagna di lunghe telefonate, Emilio compagno un po' di tutto, dalle partite alla play ai viaggi come la GMG. Un particolare ringraziamento va ad Elisa, compagna di passeggiate, chiamate e ormai da anni sempre un supporto. Se dovessi pensare alla persona più presente mi viene in mente il nostro business man Giulio, che sicuramente è una busta.

Il Poli mi ha permesso di conoscere delle persone fantastiche, che per qualche motivo a me ignoto hanno tutti la dote dell'umorismo. Partirei da Matti che descriverei con una parola "Sushi?", Nicola e la sua carpa da disegno, Simone e Antonino e i progetti (Simone non comprare troppe case) e Matteo il mio compagno di banco.

C'è una persona in particolare che potrei definire elemento di giunzione dei gruppi che conosco, questo è il buon Carlo, su di lui potrei parlare per ore, ma tranquilli ci penserà lui. Il secondo gruppo che vorrei ringraziare è quello dell'oratorio, tra cui spicca Chiara, presidentessa (con la macchina) e compagna di chat eterne su dubbi esistenziali, un particolare ringraziamento per il supporto di questi anni. Andrea è il compagno delle idee folli, di cui siamo riusciti a realizzarne parecchie, dalla dogana a Sandra. Significativa da ringraziare ovviamente Bianca, sicuramente felice del mio prossimo auto invito a casa sua. Infine, ringrazio Lucia, anche se la conosco da pochi mesi è possibile già considerarla significativa. Sono certo di aver dimenticato qualcuno di importante, in tal caso l'errore è stato fatto in buona fede.

Indice

Elenco delle tabelle	8
Elenco delle figure	9
1 Introduzione Generale	1
2 Generazione Fotovoltaica, analisi dei volumi e quadro normativo dello smaltimento	3
2.1 Prospettive di sviluppo del fotovoltaico	3
2.2 Regolamentazione Normativa rifiuti, RAEE e GSE	8
2.2.1 RAEE, Rifiuti di Apparecchiature Elettroniche ed Elettriche	8
2.2.2 Normativa di riferimento	10
3 Analisi della procedura di riciclo di un modulo FV	14
3.1 Composizione strutturale di un generico pannello fotovoltaico	14
3.2 Differenti tipologie di pannelli fotovoltaici	16
3.3 Procedura di Riciclo	17
3.3.1 Procedura di riciclo per pannelli a base di c-Si	18
3.3.2 Procedura di riciclo per pannelli Film Sottile	20
4 Struttura di una generica cella fotovoltaica	22
4.1 Analisi Irradianza	22
4.2 Proprietà chimiche dei materiali	25
4.3 Importanza del silicio	27
4.4 Cella fotovoltaica, giunzione P-N	28
5 Funzionamento di una generica cella	30
5.1 Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	30
5.2 Caratteristica I-V	32
5.3 Potenza e rendimento	34
5.4 Perdite di una cella	36
5.4.1 Perdite intrinseche	36
5.4.2 Perdite dovute a fattori esterni	37

5.4.3	Perdite per degradazione	38
5.5	Dipendenza dalla irradianza e dalla temperatura	38
5.6	Connessione in serie e in parallelo	40
6	Cause di invecchiamento dei moduli fotovoltaici	42
6.1	Effetto PID	43
6.2	Effetto Staebler - Wronsky	45
6.3	Effetto Snail Trails	46
6.4	Effetto LID	48
6.5	Effetto LeTID	48
6.6	Effetto dovuto alle radiazioni solari	49
6.7	Difetti fisici presenti nei moduli FV	50
6.8	Effetto sulle Prestazioni Elettriche dell'invecchiamento	53
7	Procedura di analisi delle performance dei moduli fotovoltaici e definizione dei criteri di riutilizzo	56
7.1	Ispezione Visiva	58
7.2	Analisi del rischio	61
7.3	Misura della resistenza d'isolamento, Test di isolamento elettrico	64
7.4	Test di elettroluminescenza	65
7.5	Misura caratteristica I-V in ottica del riutilizzo dei moduli	67
7.5.1	Identificazione dei difetti mediante la curva I-V	71
8	Applicazione sperimentale, procedura di targatura	75
8.1	Ispezione visiva	76
8.2	Misura della resistenza d'isolamento	78
8.3	Test di elettroluminescenza	79
8.4	Caratteristica I-V	82
8.4.1	Strumentazione utilizzata	82
8.4.2	Procedura svolta per la raccolta dei dati	87
8.4.3	Analisi dei risultati BP SOLAR	87
8.4.4	Analisi dei risultati ISOFOTON	93
8.4.5	Conclusioni	98
9	Studio economico	100
10	Idee di riutilizzo	103
11	Conclusioni	105

Elenco delle tabelle

3.1	Analisi delle differenti tipologie di pannelli fotovoltaici	17
6.1	Riassunto degradazione dei moduli	54
7.1	Verifica se i criteri di conformità per il riutilizzo dei moduli sono rispettati	60
7.2	Livelli di probabilità e di gravità caratterizzanti dell'analisi dei rischi .	61
7.3	Analisi dei livelli di rischio, per un basso quantitativo di difetti	62
7.4	Analisi dei livelli di rischio, per un medio quantitativo di difetti	63
7.5	Analisi dei livelli di rischio, per un alto quantitativo di difetti	63
8.1	Resistenza d'isolamento per i moduli BP SOLAR, parte 1	79
8.2	Resistenza d'isolamento per i moduli BP SOLAR, parte 2	79
8.3	Resistenza d'isolamento per i moduli ISOFOTON	79
8.4	Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli BP SOLAR, prima parte	88
8.5	Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli BP SOLAR, secon- da parte	88
8.6	Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli ISOFOTON	94
9.1	Durata e costi della procedura di ispezione in funzione del livello di rischio	101

Elenco delle figure

2.1	Sviluppo annuo della tecnologia fotovoltaica fino al 2019	4
2.2	Previsione della Potenza	5
2.3	Energia elettrica prodotta per combustibile e per tipologia d'impianto .	7
2.4	Si osserva il RAEE diviso nelle differenti categorie, i dati sono del 2020	10
2.5	Evoluzione dell'iter normativo per il RAEE	11
3.1	Divisione del pannello fotovoltaico nei differenti strati	15
3.2	Divisione in termini percentuali dei differenti materiali presenti in un pannello fotovoltaico	18
3.3	Possibili processi di riciclaggio validi per un pannello fotovoltaico . . .	19
4.1	Componenti dell'irradianza	23
4.2	Componenti dell'irradianza diffusa	24
4.3	Si può notare in nero la curva di irradianza prevista con cielo sereno, mentre si può osservare in rosso la caratteristica reale misurata	24
4.4	Differenti livelli di Energia elettronica divisa in bande per i differenti materiali	26
4.5	Corrispondenza della giunzione P-N con un diodo	28
4.6	Caratteristica di conduzione di un diodo per lo studio della giunzione P-N	29
5.1	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	31
5.2	Caratteristica I-V della cella fotovoltaica	33
5.3	Caratteristica I-V completa della cella fotovoltaica	34
5.4	Andamento della potenza in una cella fotovoltaica	35
5.5	Andamento della curva I-V in funzione dei differenti valori di irradianza	39
5.6	Andamento della curva I-V in funzione delle differenti temperature . . .	40
5.7	Andamento della curva I-V in funzione dei differenti collegamenti tra le celle, in alto a destra si nota la legenda	41
6.1	Andamento della potenza in una cella fotovoltaica influenzata dell'effetto PID, si può osservare come ci sia una variazione netta della potenza dovuta principalmente	43
6.2	Difetto PID evidenziato tramite il test di elettroluminescenza	44
6.3	Procedura di recupero del pannello dal difetto dovuto al PID	45
6.4	Similitudine crepa nel pannello fotovoltaico con la scia di una lumaca .	46

6.5	Notiamo le Simple snail trails grazie all'andamento delle linee che attraversano la cella, mentre ai lati della cella risultano evidenti i framing snail trails	47
6.6	Effetto della luce sulla diminuzione della corrente (sinistra) e sulla diminuzione della tensione (destra)	50
6.7	Si nota il modello lattiginoso in forma meno grave, nella figura (a) in prossimità dei nastri di interconnessione, mentre nella figura (b) in prossimità del perimetro	51
6.8	Si rappresenta della degradazione di diversi fattori (P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , FF), per ognuno dei 56 moduli analizzati	53
6.9	Andamento perdita di energia in funzione degli anni di vita dei differenti moduli FV	55
7.1	Esempio di un modulo per identificare i difetti durante un ispezione vicina	58
7.2	Si osserva lo schema elettrico che descrive il funzionamento di un test di isolamento su un modulo fotovoltaico	65
7.3	Si osserva nella figura la netta differenza tra i difetti visibili ad occhio nudo, quelli visibili grazie al test EL(c) e quelli grazie al test termografico (c)	66
7.4	Nella figura possiamo vedere i risultati di un test di elettroluminescenza, possiamo notare le celle parzialmente e totalmente disattivate completamente disattivate	67
7.5	Si rappresenta il circuito di misura utilizzato per ricavare la curva I-V, mediante il metodo del carico capacitivo	68
7.6	Si rappresenta il circuito di misura utilizzato per ricavare la curva I-V, mediante il metodo del convertitore DC-DC	69
7.7	Sono rappresentati i differenti difetti dovuti alla pendenza nei grafici a),b),c). Nella figura d) è rappresentato la casistica del salto. In giallo è mostrata la curva post difetto	73
8.1	E' presente sulla sinistra il modulo 5 tra quelli BP SOLAR. Invece sulla destra è presente il modulo 5 tra quelli ISOFOTON	77
8.2	Fluke 1507 strumento di misura utilizzato per valutare la resistenza di isolamento	78
8.3	Si notano 3 pannelli FV sottoposti al test di EL, sul lato sinistro notiamo il Modulo 5B (BP SOLAR), in centro il 3B (BP SOLAR) e a destra il modulo 3 ISOFOTON	80
8.4	Sulla sinistra si nota una piccola bruciatura, che causa nella figura di destra un hot spot, verificato tramite il test di EL	81
8.5	Box contenente il circuito di precarica, la capacità e la resistenza di scarica, con i relativi switch	82
8.6	Sonda differenziale di tensione, posizionata sui morsetti del modulo	83
8.7	Sonda di corrente ad effetto Hall, saranno presenti due sonde in fase di misura	84

8.8	Sonda di temperatura per misurare il valore della temperatura ambientale	84
8.9	Sonda di temperatura per misurare il valore della temperatura della cella fotovoltaica	85
8.10	Si nota lo strumento per avere la misura dell'irradianza in tutte le sue componenti, il piramometro	85
8.11	Cella fotovoltaica per la misura dell'irradianza perpendicolare	86
8.12	Strumento per l'acquisizione dei valori misurati (NI USB-6251 BNC)	86
8.13	Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} per singolo modulo fotovoltaico	89
8.14	Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune	90
8.15	Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune	91
8.16	Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} per singolo modulo fotovoltaico	91
8.17	Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico	92
8.18	Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico	93
8.19	Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} per singolo modulo fotovoltaico	95
8.20	Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune	95
8.21	Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune	96
8.22	Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} per singolo modulo fotovoltaico	97
8.23	Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico	97
8.24	Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico	98

Capitolo 1

Introduzione Generale

La seguente Tesi vuole illustrare le possibili procedure di fine vita dei moduli fotovoltaici. Nello specifico, per rendere chiaro al lettore l'attuale situazione si è voluto iniziare l'elaborato osservando i trend di sviluppo della tecnologia in questione, in modo di avere un'idea precisa dei volumi di pannelli attesi.

In particolare, l'analisi dello smaltimento dei moduli è caratterizzata da una doppia possibilità.

La prima consiste nel riciclo, procedura prevista dall'attuale normativa e, conseguentemente, presentata nel terzo capitolo della trattazione; in cui sarà necessario porre attenzione ai differenti processi in funzione della tipologia e del quantitativo di pannelli. Viene evidenziato peraltro che, in questa sezione, vengono affrontati anche alcuni aspetti legati ad un'analisi di tipo economico, sempre dipendenti dalla quantità.

Per quanto concerne la seconda possibilità, questa consiste non nel riciclo, ma nel riutilizzo dei moduli, casistica presa in considerazione dopo l'apertura in tal senso da parte del GSE (Gestore Servizi Energetici). Tuttavia, attualmente, la procedura considerata risulta essere priva di normativa. Conseguentemente, l'obiettivo cardine è proporre dei criteri per il riutilizzo. Questi vengono ricavati da forti basi teoriche, come il funzionamento del pannello fotovoltaico e i fenomeni di degrado. Scelti i criteri si deve, successivamente, impostare una procedura di analisi dei moduli, in modo da poter verificare quanto proposto in precedenza. Si fa notare che, per controllare che la procedura di verifica impostata sia corretta ed eseguibile senza particolari problematiche, è necessario lo svolgimento di un'analisi sul campo dei pannelli di interesse.

Eseguita la stessa, i risultati vengono poi esaminati in modo da esprimere dei giudizi economici sulla procedura di riutilizzo e valutare la fattibilità di tale operazione.

Capitolo 2

Generazione Fotovoltaica, analisi dei volumi e quadro normativo dello smaltimento

Nel seguente capitolo si vuole far comprendere al lettore la rilevanza attuale e futura della produzione fotovoltaica. Nella prima sezione analizzeranno le prospettive del fotovoltaico con un orizzonte temporale fino al 2050. La seconda sezione è strutturata in modo da introdurre ed analizzare il parametro di base dell'energia solare, la luce, andando a definire il termine di riferimento dell'energia luminosa, l'irradianza.

2.1 Prospettive di sviluppo del fotovoltaico

Negli ultimi anni abbiamo visto in Italia, Europa ed in generale nel mondo una forte crescita della produzione di energia rinnovabile ed in particolare del fotovoltaico. A riprova di quanto affermato si riprendono i dati analizzati dall'IEA (agenzia internazionale dell'energia) riportati nella bibliografia [2]. Dal report segnalato si è ripresa la figura 2.1, dove è possibile osservare il netto incremento in termini di potenza installata a partire dal 2009/2010. Si osserva rapidamente come l'Europa risulti la prima nell'investimento di moduli fotovoltaici. Si ricorda che l'Italia tra il 2010 e

il 2013 iniziò una forte campagna di incentivazione a favore del fotovoltaico. Il risultato degli incentivi solamente in Italia ha portato a circa 18 GW di potenza di picco installata, circa 1,44 Mln di tonnellate di moduli. Nel grafico, si nota oltre ad una regolare crescita europea in termini di potenza, un fortissimo investimento da parte della la Cina dal 2015 in poi, questo ha portato ad un aumento in volumi di potenza installata.

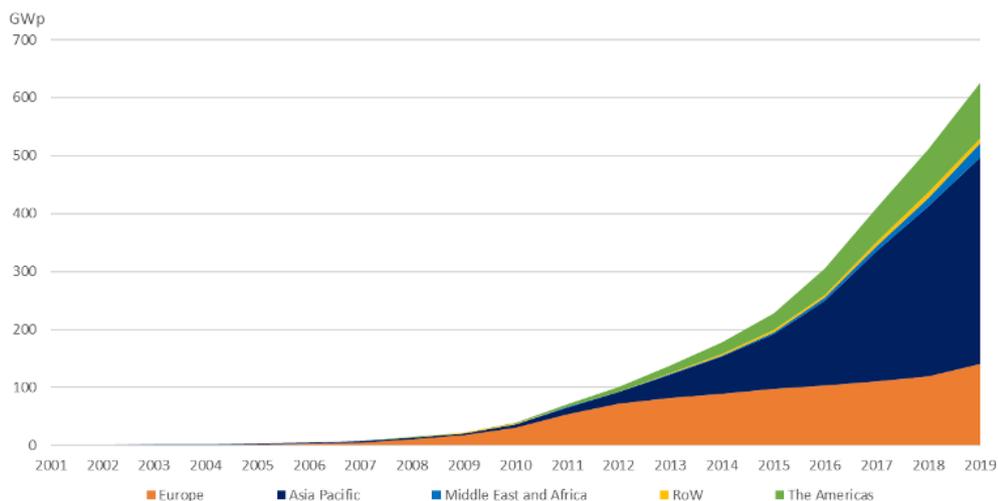


Figura 2.1. Sviluppo annuo della tecnologia fotovoltaica fino al 2019

Restando in Europa per comprendere l'evoluzione della tecnologia fotovoltaica si è deciso di leggere i seguenti allegati [9],[8],[4],[10], nei quali è possibile analizzare rispettivamente:

- [9] contiene le previsioni fino al 2050 delle emissioni, dell'energia, dei trasporti, Andando anche ad ipotizzare differenti scenari e le operazioni sulle quali è consigliabile investire per ridurre l'impatto ambientale (nei termini identificati dal documento successivo).
- [8] indica il percorso delle politiche climatiche ed energetiche dell'UE per raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030.
- [4] corrisponde al Green Deal Europeo una serie di misure atte a generare una consistente diminuzione delle emissioni di gas ad effetto serra. In questa comunicazione si vanno a delineare delle aree di investimento, tra le quali spicca il

coinvolgimento con i cittadini.

- [10] Questo documento mantiene le cifre destinate agli investimenti sia dal punto di vista della transizione energetica, sia i fondi generici destinati agli investimenti per i paesi membri dell'Unione Europea.

Si ricorda che Gli ultimi due documenti presenti nell'elenco sono stati pubblicati dopo la prima ondata della pandemia dovuta al Covid-19.

Dall'analisi svolta precedentemente sulla potenza fotovoltaica installata fino al 2019 (figura 2.1) a livello Europeo, adesso andiamo ad analizzare i valori di previsione riguardo alla potenza che sarebbe necessario installare (figura 2.2) per raggiungere gli obiettivi di emissioni richiesti.

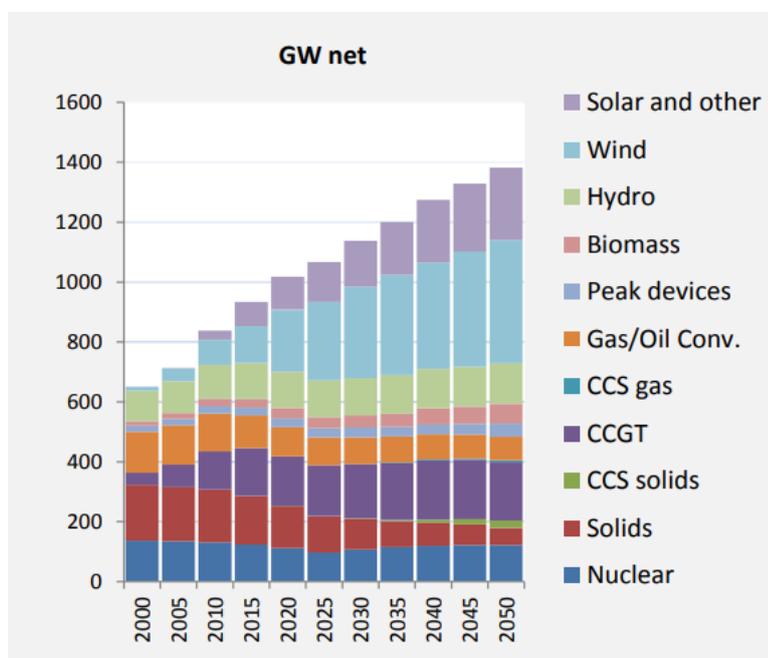


Figura 2.2. Previsione della Potenza

Durante l'analisi della previsione fino al 2050, è necessario segnalare differenti punti di interesse. Il primo è che la potenza totale richiesta e quindi anche quella che dovrà essere prodotta tenderà ad aumentare nettamente, nel 2050 la potenza richiesta sarà pari al doppio di quella richiesta nel 2000. Secondo aspetto essenziale da considerare è l'aumento dei rendimenti previsto per le tecnologie fotovoltaiche ed eoliche che

dovrebbero avvenire nel corso dei prossimi anni. Questo significa che miglioreremo la potenza prodotta solamente con la sostituzione dei vecchi moduli (vantaggi in termini di minore spazio occupato, rispetto ad una semplice espansione). Il terzo aspetto considerato dalla commissione che ha svolto lo studio per l'UE è il massimo apporto di pannelli e di pale eoliche che può essere sfruttato per il corretto funzionamento del sistema. Non tanto in termini di spazio che verrà occupato, ma in termini di stabilità della rete.

Per dare un'idea delle cifre in gioco, il piano di investimenti prevede che almeno 1000 miliardi di € siano stanziati per realizzare gli obiettivi contenuti nel Green Deal. Questo non vuol dire che si spenderanno queste cifre solo per il cambio di sistemi di produzione energetici, ma anche per lo sviluppo delle rinnovabili, tra le quali il fotovoltaico risulta una delle fonti insieme all'eolico che dovrà necessariamente essere sfruttata.

Di seguito possiamo notare la previsione dell'energia elettrica prodotta per combustibile e per tipologia d'impianto, si è inserita la figura 2.3 per due motivazioni, la prima è per avere un livello di tendenza di crescita del fotovoltaico, mentre in secondo luogo, per permettere al lettore un'analisi dei termini in percentuale.

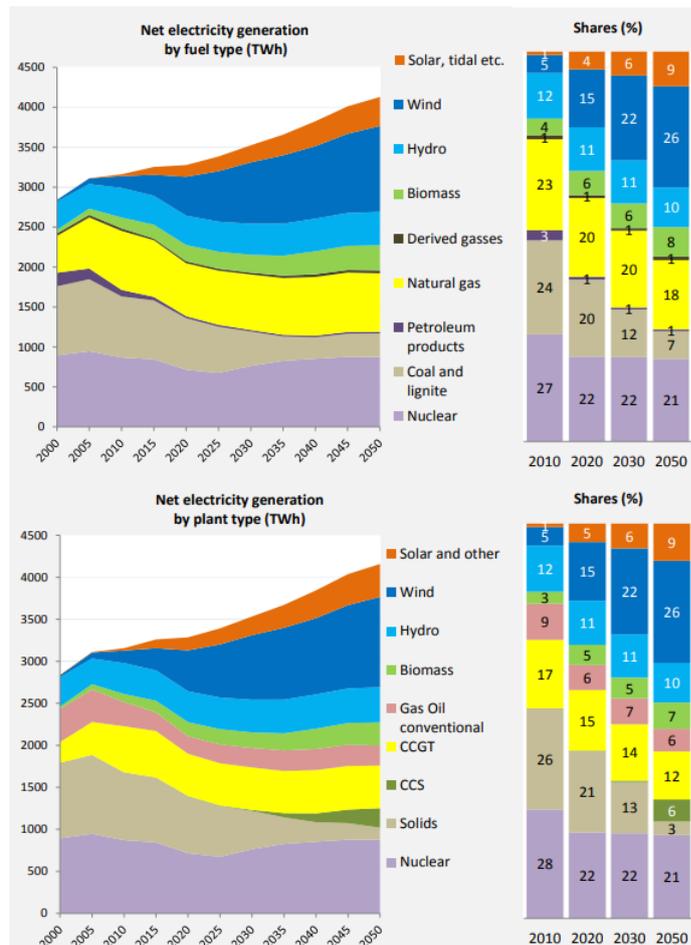


Figura 2.3. Energia elettrica prodotta per combustibile e per tipologia d’impianto

Si osserva che in un periodo in cui è previsto un forte incremento della potenza richiesta a livello mondiale è essenziale impostare una corretta procedura per valorizzare i moduli fotovoltaici, che dopo i 20 anni di vita garantiti saranno dismessi. La procedura di valorizzazione potrebbe passare dal riutilizzo per differenti motivazioni, in primis come si vede dalla figura 2.1 l’Africa sta investendo pochissimo sulla tecnologia fotovoltaica, a causa del costo di produzione degli impianti, per questo motivo se i moduli dismessi fossero in determinate condizioni (che garantiscano un’alta affidabilità) e andassero a garantire almeno 10 anni di vita a quel punto converrebbe riciclarli successivamente e permettere una produzione di energia pulita anche nel continente Africano.

2.2 Regolamentazione Normativa rifiuti, RAEE e GSE

La seguente sezione vuole fornire al lettore le informazioni di base sul meccanismo che regola il RAEE, evidenziandone anche l'evoluzione normativa. Inoltre, si è voluti entrare nel dettaglio dell'attuale normativa di regolazione dei rifiuti fotovoltaici, andando ad analizzare i documenti pubblicati dal GSE.

2.2.1 RAEE, Rifiuti di Apparecchiature Elettroniche ed Elettriche

Il RAEE, il quale si occupa della gestione dei rifiuti di tutti i dispositivi elettrici ed elettronici a fine vita, di conseguenza anche dei moduli fotovoltaici. Le motivazioni per le quali si attiva il RAEE sono comuni ad ogni rifiuto tecnologico, le cause di dismissione possono essere: "rottura, danneggiamento, introduzione di tecnologie più preformanti, obsolescenza o normativa".

Analizzando le dinamiche di mercato e prendendo come esempio il caso più estremo, il mercato della telefonia mobile. Si può notare come il cambio dei dispositivi avvenga in maniera molto rapida, in alcuni casi eccessivi nel giro di pochi mesi. In questo contesto è evidente come risulta essenziale un sistema che gestisca i continui dispositivi dismessi.

Un'altra causa consistente dell'aumento di RAEE è dovuta al costo di riparazione degli stessi dispositivi, che in alcuni casi risultano persino superiori all'attuale valore di mercato dell'oggetto. Anche i pannelli fotovoltaici risultano fortemente sensibili su questo aspetto, molte tipologie di guasti (bolle d'aria nello strato composto dal polimero) comportano direttamente la sostituzione del pannello al posto di avviare una procedura di riparazione.

Per dare un'ordine di grandezza a livello italiano nel 2020 sono state raccolte 365mila tonnellate di rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE). Una delle problematiche è che probabilmente questo numero è sottostimato, la causa in generale quando si parla di raccolta dei rifiuti è educare le persone al corretto smaltimento, infatti risulta diffuso il non smaltimento o l'errato smaltimento.

L'Unione Europea e l'Italia al suo interno risultano un punto di riferimento per molti

Paesi extra-europei, grazie alla precisa ed efficace legislazione. Il funzionamento e il raggiungimento dell'attuale sistema si è raggiunto mediante le direttive del Parlamento e del Consiglio Europeo contenenti le strategie comuni.

Possiamo individuare i seguenti passaggi fondamentali nella normativa Italiana:

- D.lgs. 22/1997: Anche conosciuto come Decreto Ronchi, viene rilasciato nel 1997 e introduce le direttive in ambito di rifiuti speciali, pericolosi e imballaggi.
- Direttiva 2004/35/CE: Può essere riassunta con il principio di chi inquina paga, per quanto possa sembrare scontato non era ancora normato e risulta la base per tutte le successive normative.
- D.lgs. 152/2006: Il 3 aprile 2006, viene rilasciato il Testo Unico Ambientale, dove sono presenti le disposizioni ambientali riguardanti: "Procedure per la valutazione dell'impatto ambientale, linee guida alla lotta alla desertificazione, tutela delle acque, gestione dei rifiuti e bonifica dei terreni inquinati, le procedure di tutela dell'aria, emissioni nell'atmosfera ed infine le procedure per i risarcimenti contro i danni ambientali"
- D.lgs. 205/2010: Basato sulla direttiva europea 2008/98/CE, nella quale si introducono i concetti di EPR (Responsabilità Estesa del Produttore) e Gerarchia dei rifiuti. Riassumendo l'EPR afferma che le responsabilità ambientali dovute alla realizzazione di un prodotto di consumo sono a carico del produttore, in funzione dell'impatto ambientale prodotto a durante il ciclo di vita. Dall'altra parte con gerarchia dei rifiuti si fa' riferimento al differente valore dei singoli rifiuti, andando a disporre un grado di priorità per le operazioni che si devono eseguire su un oggetto dismesso. La linea delle priorità consiste nella prevenzione, riutilizzo, recupero della materia, recupero dell'energia ed infine lo smaltimento. Questa linea si interpreta andando a vedere se il dispositivo può essere riutilizzato o riparato, nel caso fosse impossibile la soluzione privilegiata risulta logicamente il riutilizzo, ma nel caso non fosse possibile l'alternativa risulta la generazione di energia, cioè termo-valorizzatori, nel caso non possa essere utilizzata nessuna di queste soluzioni l'unica e l'ultima possibilità è la discarica.
- Direttiva Europea 2012/19/EU: Obbliga i produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche a rispettare degli obiettivi minimi per il riciclo (pannelli

fotovoltaici 85%), andando a scegliere un sistema individuale o collettivo. Inoltre, per entrambi i sistemi le aziende devono avere le seguenti certificazioni : "ISO 9001, ISO 14001, EMAS o equivalente". Nella direttiva è anche introdotta una differenziazione tra rifiuti professionali o domestici.

Si segnala che il RAEE ogni anno pubblica un bilancio della gestione dei rifiuti [17] (figura 2.4) , divisa in differenti categorie, che in ordine indicano:

- R1: Apparecchiature per lo scambio di temperatura con fluidi (Frigoriferi, condizionatori, congelatori)
- R2: Grandi Apparecchiature (Lavatrici, lavastoviglie, cappe, forni)
- R3: TV e Monitor
- R4: IT e Consumer electronics, apparecchi di illuminazione, PED (computer e apparecchi informatici, telefoni, apparecchi di illuminazione, pannelli fotovoltaici)
- R5: Sorgenti Luminose (lampadine a basso consumo, lampade e led, lampade a neon, lampade fluorescenti)

RACCOLTA NEI RAGGRUPPAMENTI		
Raggruppamento	TON	2019vs2018
R1	96.945	+3,75%
R2	125.623	+9,13%
R3	62.272	+4,02%
R4	78.422	+7,68%
R5	2.635	-5,76%

Figura 2.4. Si osserva il RAEE diviso nelle differenti categorie, i dati sono del 2020

2.2.2 Normativa di riferimento

La seguente sezione è fortemente dipendente dal documento tecnico rilasciato dal GSE (Gestore Servizi Energetici) presente in bibliografia [11].

In primo luogo si riporta l'evoluzione della normativa italiana nella figura 2.5. La

chiave di volta rispetto alle procedure di gestione e smaltimento rifiuti è rappresentata dalla Direttiva 2012/19/UE. Quest'ultima disciplina la gestione e lo smaltimento dei Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE), di cui abbiamo precedentemente parlato.

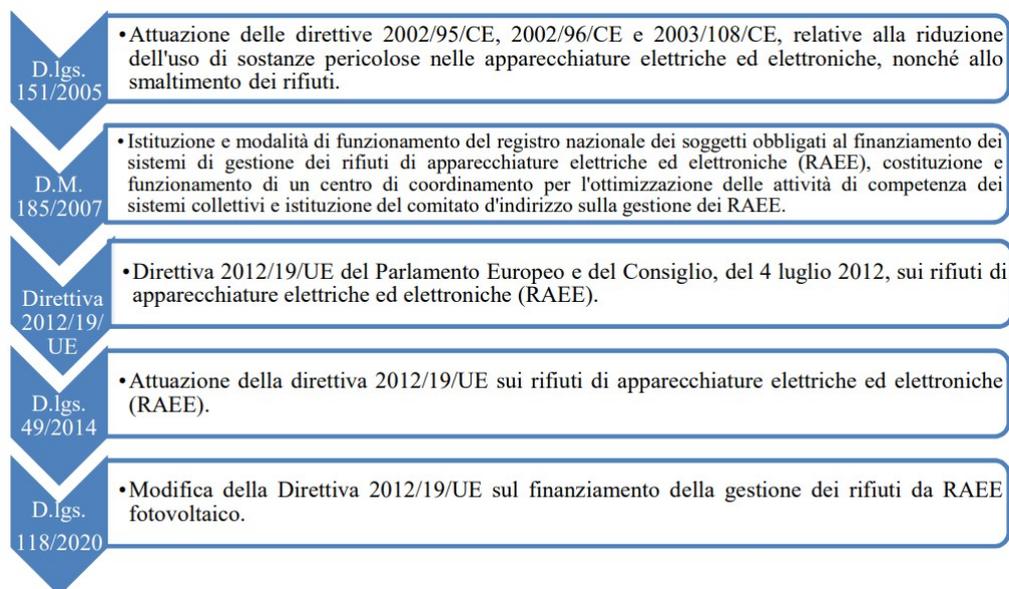


Figura 2.5. Evoluzione dell'iter normativo per il RAEE

Il D.lgs. fornisce differenti informazioni:

1. Definisce le differenti classi di rifiuti fotovoltaici
2. Definisce i soggetti responsabili
3. Definisce un sistema di incentivi in modo da garantire il finanziamento delle operazioni di smaltimento, stabilendo chi deve pagare, le quote ed anche la procedura di rimborso.
4. Definizione di Trust in modo da spostare la gestione dal responsabile ad un collettivo riconosciuto.
5. Definisce la procedura di smaltimento in caso di revamping.
6. Definisce le operazioni di trattamento dei rifiuti al di fuori del territorio nazionale

7. Definisce la procedura di deposito temporaneo

Partendo dal primo punto, il GSE definisce due possibili classi di rifiuti fotovoltaici divisi in funzione della potenza nominale, domestici se inferiori ai 10 kW, professionali se superiori ai 10 kW. La divisione in queste due classi risulta fondamentale e causa delle nette differenze nella gestione dei rifiuti. Tuttavia, è comune il significato di soggetto responsabile, cioè colui che ha richiesto ed ottenuto le tariffe incentivanti (normalmente l'azienda che installa i moduli). Questa figura è di particolare rilievo, perché indica colui che dovrà pagare ed occuparsi delle procedure di smaltimento.

Come possiamo notare nel punto 3 si parla di un sistema di incentivi per finanziare la futura procedura di recupero e smaltimento dei pannelli. Il sistema di incentivi prima del D.lgs. 118/2020 si basava sul discorso che da un determinato anno di vita dei moduli (differente in funzione della classe di installazione), il soggetto responsabile avrebbe dovuto versare una quota differente negli anni in modo da finanziare la futura operazione di smaltimento. La quota ogni anno di vita risulta minore ed è in funzione della potenza dell'impianto. La suddetta quota totale verrà restituita nel momento in cui sarà consegnato il certificato di avvenuto corretto smaltimento.

In caso di revamping il GSE interromperà il processo di trattenimento e restituirà le quote di garanzia fino a quel momento trattenute, l'importante è che tutta la procedura di sostituzione e smaltimento risulti adeguatamente documentata.

L'ultimo decreto legge ha introdotto la possibilità di aderire a un Sistema Collettivo il cui funzionamento è di garantire il corretto smaltimento dei moduli. Qualunque soggetto responsabile decida di passare al Sistema Collettivo in questo modo non dovrà più versare la quota di incentivo. In questa situazione il gestore avrà la possibilità di scelta se mantenere la gestione dei moduli oppure se cederla al collettivo. Il D.lgs 118/2020 regola anche tutte le nuove scadenze sia per i moduli domestici, sia per quelli professionali.

Il discorso relativo a se affidarsi ad un Collettivo oppure no risulta molto interessante, è dipende fortemente dalle prospettive future aziendali. La procedura di smaltimento rifiuti secondo differenti gestori può risultare economicamente sostenibile e portare persino a dei guadagni in determinate condizioni. In primis si considera un processo di riciclaggio con un rendimento almeno pari al 90%, come vedremo successivamente non è una percentuale così elevata anche con le attuali tecnologie. Il secondo parametro è invece quello che in questo momento manca, è determinato dai volumi di

moduli da smaltire (o il peso). In funzione degli studi il volume minimo per avere un processo economicamente sostenibile dev'essere di almeno 20 tonnellate/annue, altri studi sostengono cifre minori attorno alle 7 tonnellate/annue, le differenze tra gli studi riguardano le ipotesi. Si sottolinea che i volumi non sono ancora raggiunti, ma entro il 2033 sicuramente non ci sarà questo problema.

Note queste informazioni le aziende possono valutare se risulta conveniente fare questo investimento a lungo termine, visto che la gestione dei rifiuti fotovoltaici risulta un possibile business. Considerando la normativa sopracitata e i tempi burocratici per rendere l'impianto a norma, risulta necessario decidere in questo periodo (2021) il futuro investimento.

Capitolo 3

Analisi della procedura di riciclo di un modulo FV

Il seguente capitolo vuole affrontare nella maniera più completa possibile le procedure di riciclo dei pannelli fotovoltaici. Per avere una spiegazione completa è necessario passare dalla struttura e dalla generazione del modulo fotovoltaico e come i processi produttivi varino in funzione delle tecnologie. Note le informazioni di base sui moduli fotovoltaici si è potuto parlare della procedura di riciclo in funzione del pannello in analisi.

3.1 Composizione strutturale di un generico pannello fotovoltaico

Oltre il 90 % dei moduli sono realizzati con celle in Silicio Cristallino, mentre la percentuale rimanente contiene dei moduli realizzati con la tecnologia film sottile di vario genere.

I moduli basati sulla tecnologia al silicio hanno tipicamente una struttura composta da differenti strati, come possiamo vedere in figura 3.1.

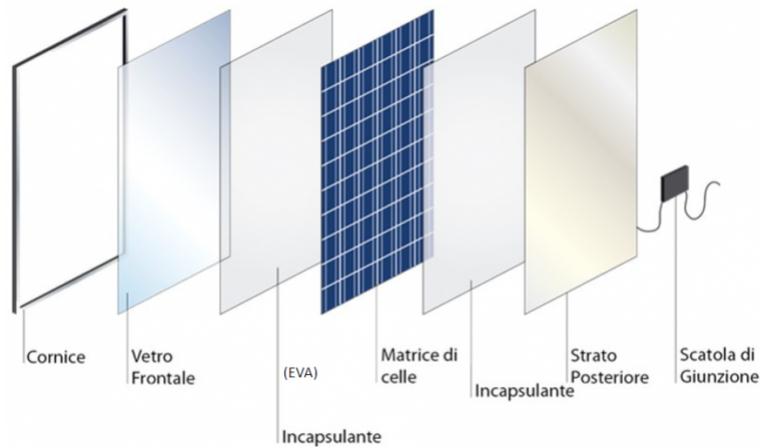


Figura 3.1. Divisione del pannello fotovoltaico nei differenti strati

Partendo da sinistra:

1. Cornice: alluminio anodizzato anticorrosione, serve per mantenere le altre componenti dando robustezza alla struttura. L'unione della cornice con la matrice delle celle avviene attraverso una colla, con l'obiettivo di mantenere il maggiore isolamento possibile, cercando di evitare l'infiltrazione dell'umidità.
2. Il vetro frontale è la parte più esterna del pannello, spesso almeno 4 mm. Il vetro deve essere spesso circa $3/4$ mm per mantenere la robustezza, antiriflesso e uniforme per far penetrare più raggi possibili senza alterazioni.
3. L'EVA (Etilene Vinil Acetato) è un materiale plastico utilizzato nel fronte e nel retro della matrice delle celle. Viene utilizzato per assemblare e isolare l'aria le componenti. La caratteristica fondamentale risulta la trasparenza del materiale necessaria per ridurre al minimo le perdite ottiche. Nell'ottica dei possibili difetti l'EVA reagisce con i raggi UV e con il campo elettrico producendo acido acetico, il che può portare ad un difetto.
4. La matrice delle celle è composta da differenti tipologie di celle, che variano in funzione dei materiali a disposizione. La struttura risulta, antiaderente e dotata di contatti elettrici per trasportare la corrente prodotta. Lo spessore si aggira tra i 100 e i 156 mm. Nell'ottica di possibili difetti possiamo analizzare quelli che possono essere prodotti da reazioni chimiche e quelle strutturali. Nel primo

caso l'argento presente nelle celle risulta determinante quando entra in contatto con le sostanze prodotte dal backsheet. Nella seconda casistica rientrano le micro crepe, dovute a urti o a difetti di fabbrica.

5. Nuovamente strato in EVA

6. Il backsheet è un supporto isolante composto generalmente con un polimero resistente ai raggi UV dello spessore di un foglio (Tedlar). In alcuni casi al posto del Tedlar si usa un vetro temperato. Il compito di questo strato è di proteggere gli strati più interni del pannello dalle differenti condizioni ambientali. Nell'ottica delle future problematiche e dei difetti è possibile che si formi umidità e gas come anidride carbonica e ossigeno. Nel caso questi gas o l'umidità riuscissero a penetrare negli strati più interni, si può innescare la vera e propria formazione di un difetto.

7. La scatola di giunzione è installata sul retro, dev'essere con un grado di protezione almeno pari all'IP65 e svolge le funzioni di monitoraggio, ottimizzazione e sicurezza delle celle.

Ogni strato è sigillato tramite un processo di laminazione, il quale consiste nel portare a fusione l'EVA (140 °C), in modo da garantire l'assenza d'aria.

La scomposizione dei materiali di un pannello fotovoltaico verrà analizzata successivamente in ottica delle procedure di riciclo.

3.2 Differenti tipologie di pannelli fotovoltaici

Prima di analizzare la procedura di riciclo si è valutato attentamente se riportare o meno quali sono le differenti tipologie di pannelli fotovoltaici. Si è deciso che per la migliore comprensione risulta necessario riportare solamente le tipologie di pannelli più comuni. In Italia possiamo trovare 2 grandi macro categorie dipendenti dal materiale delle celle e dalla presenza o meno di queste ultime, nella tabella sottostante 3.1 possiamo trovare i principali pannelli presenti sul mercato, analizzando per primi i moduli con celle di silicio c-Si (90% in Italia), i restanti sono dominati dai pannelli in film sottile (a-Si o CdTe) e di altro genere.

Pannello	Caratteristiche	
Silicio Monocristallino	Celle in silicio puro No difetti e reticolo cristallino continuo Colore nero o blu, con angoli arrotondati Fragili Molto costose Rendimento (η) tra il 20-24 Poco soggette alla perdita di rendimento nel tempo	
Silicio Policristallino	Celle in silicio puro Più impurità, dovute al processo di produzione Colore blu, celle quadrate Meno costose delle celle monocristalline Rendimento tra il 14-16%	
Film Sottile	Silicio amorfo (a-Si)	Cadmio Tellurio (CdTe)
	No celle ^[1] Colore nero o blu scuro Costa il 60-70% dei cristallini Flessibili e leggeri Rendimento tra il 6-10% Forte perdita η nel tempo Vita più breve dei cristallini Si facilmente reperibile	No celle Colore nero o blu scuro Costa il 60-70% dei cristallini Flessibili e leggeri Rendimento tra il 13-15% Forte perdita η nel tempo Vita più breve dei cristallini Cd tossico, Te raro

Tabella 3.1. Analisi delle differenti tipologie di pannelli fotovoltaici, evidenziandone gli aspetti caratterizzanti

^[1]: Silicio/CdTe depositato su uno strato di vetro/plastica, dello spessore di qualche millesimo di millimetro

3.3 Procedura di Riciclo

Il processo di riciclo è sicuramente la destinazione per ogni modulo a fine vita, anche in caso di riutilizzo, risulterà essenziale successivamente riciclare il pannello. Le differenti tipologie di pannelli comportano diversi metodi di riciclaggio, nella prima sezione di questo capitolo si analizzeranno moduli a base di silicio cristallino,

attualmente i più presenti in Italia. Invece, nella seconda parte del capitolo risultano d'interesse le procedure per pannelli in Film Sottile.

3.3.1 Procedura di riciclo per pannelli a base di c-Si

Normalmente queste tipologie di pannelli hanno un peso medio di circa 21 kg ovviamente dipenderà dalla potenza e dalla superficie del pannello. Per consentire una corretta analisi del riciclaggio, si riportano le percentuali dei differenti materiali contenuti in una modulo fotovoltaico (figura 3.2).

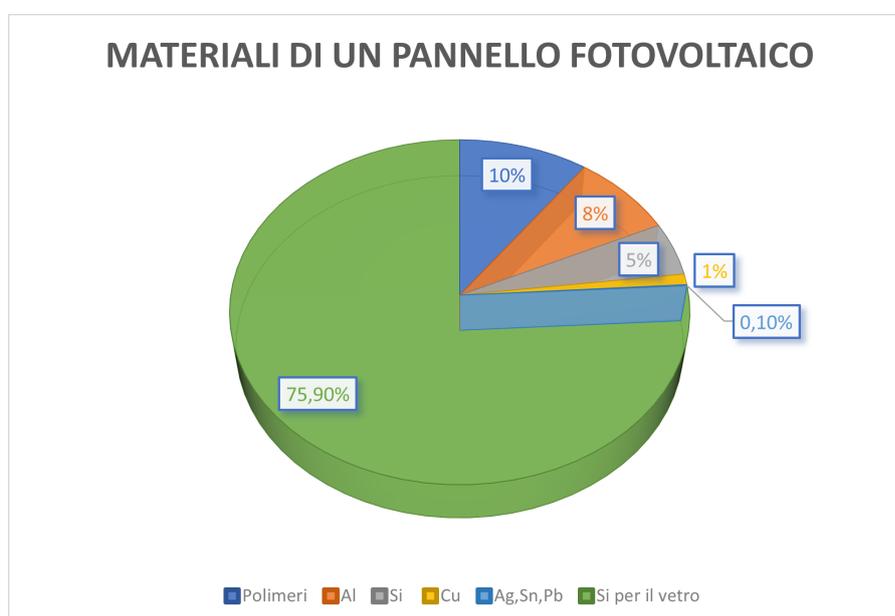


Figura 3.2. Divisione in termini percentuali dei differenti materiali presenti in un pannello fotovoltaico

Una premessa doverosa è che l'attuale impianto di gestione dei rifiuti fotovoltaici non è ancora a regime non essendoci i quantitativi minimi di pannelli dismessi. Per questo motivo le differenti tecniche brevettate per lo smaltimento dei moduli non sono ancora state sperimentate su larga scala. Questo dettaglio non è trascurabile, perché la fattibilità dell'operazione dipende anche dal tempo che impiega e dal quantitativo di moduli che è necessario smaltire per rientrare nell'investimento.

Si ricorda nella sezione 3.1 come il polimero in EVA permetta l'unione dei differenti strati del modulo fotovoltaico. La procedura di riciclaggio può procedere o per frammentazione, oppure per delaminazione (figura 3.3).

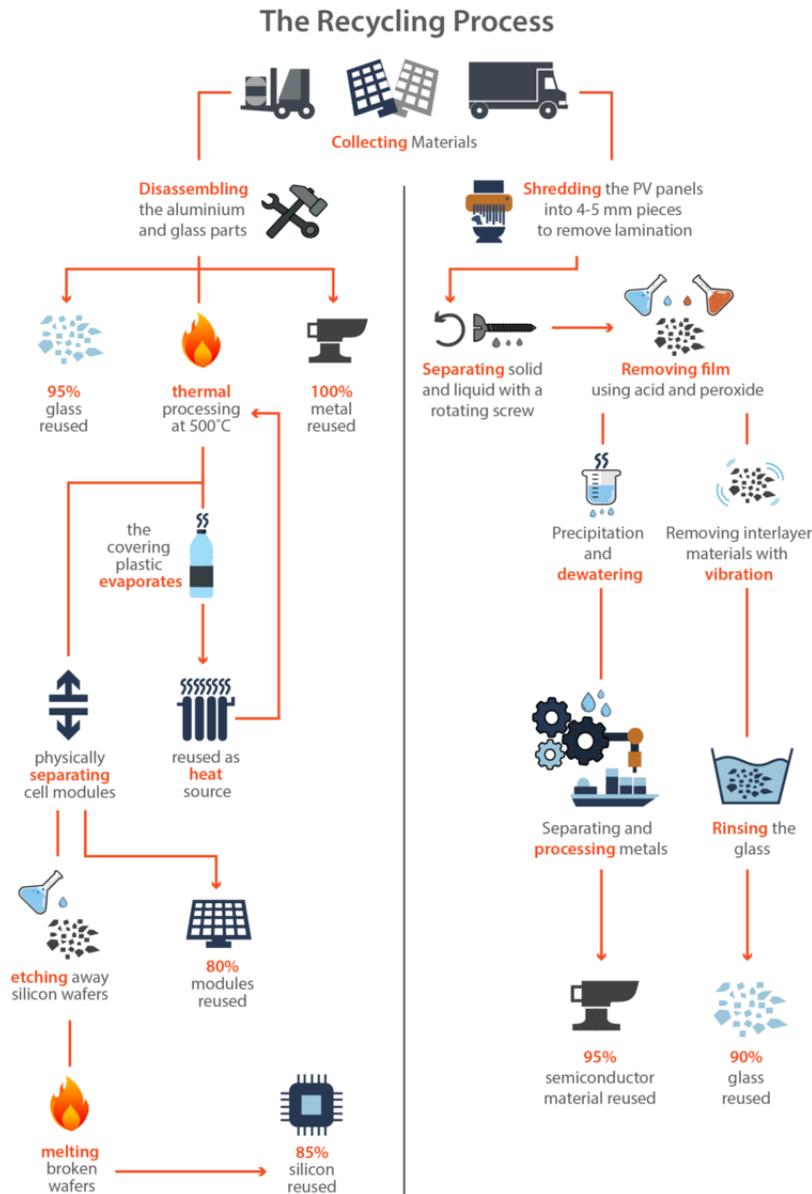


Figura 3.3. Possibili processi di riciclaggio validi per un pannello fotovoltaico

Attualmente si utilizza il primo metodo anche se ha un maggior dispendio di energie ed una minore percentuale di materiali recuperati. Il funzionamento è già descritto dal nome, si rompono i moduli da poterli successivamente tritare. La fase di rottura avviene sotto cappa in modo da aspirare il silicio e i gas rilasciati, le successive componenti saranno riciclate a parte con i classici metodi.

Il secondo metodo risulta più complicato visto che lavora tramite delaminazione. In questo caso l'obiettivo risulta separare il pannello nei differenti strati, il che garantisce una procedura più efficiente e più redditizia. Per descrivere un possibile processo di delaminazione si fa' riferimento al brevetto del 22/10/2020 prodotto da Enea, nel quale si sfrutta un processo di rammollimento minimo localizzato nello strato di EVA, a quel punto si attua lo scollamento sfruttando una trazione meccanica. Per chiarezza si sottolinea che normalmente il processo di rammollimento di un polimero è eseguito grazie al riscaldamento dello stesso. I vantaggi di tale processo è un recupero totale del vetro e dello strato in EVA, inoltre non fondendo i polimeri e non rompendo le celle si evitano emissioni gassose. La principale problematica di questo metodo risulta quella sopracitata, visto che non si hanno informazioni sul reale funzionamento del processo su larga scala. Inoltre, è stato segnalato da SAIL s.r.l che tutti i pannelli a fine vita arrivano al centro di smaltimento con il vetro frontale frammentato. Si ritiene che questa casistica sia dovuta alle vecchie istruzioni per gli operatori, in cui si consigliava di rompere il vetro frontale durante lo smantellamento in modo da evitare la futura rivendita. Un'ulteriore problema deriva anche dall'operazione di trasporto fino alla sede. Di conseguenza la metodologia della delaminazione potrebbe essere applicata con una maggiore difficoltà.

3.3.2 Procedura di riciclo per pannelli Film Sottile

Da normativa questi moduli devono essere gestiti direttamente dai produttori dato la struttura differente. Inoltre, in alcuni di questi moduli sono contenute sostanze tossiche come il Cadmio, la presenza di questo elemento esclude i pannelli in film sottile dalla categoria di RAEE. Si riporta l'esempio di First Solar, produttore di pannelli in Film Sottile in CdTe, successivamente essersi occupato del recupero del modulo si avvia il processo di riciclo.

La prima fase consiste nella frammentazione del pannello per rompere i legami di laminazione, poi si rimuovono le pellicole del semiconduttore, attraverso un trattamento chimico (durata 4-6 ore). Separato il vetro dai liquidi è ancora necessario rimuovere l'EVA, ma il processo viene eseguito rapidamente da un vaglio vibrante. Dopo aver separato il vetro e i polimeri plastici, restano solamente le parti metalliche, operazione rapida (tramite idrossido di sodio).

Terminato il processo il produttore afferma che si recupera circa il 95% dei semiconduttori, l'80% del tellurio e il 90% del vetro.

Possiamo affermare senza dubbi che quindi questo processo risulta ambientalmente sostenibile, non sono state analizzate altre procedure brevettate da altri produttori, mai rendimenti risultano circa simili.

Capitolo 4

Struttura di una generica cella fotovoltaica

Nel seguente capitolo in ottica del riutilizzo dei pannelli si vogliono analizzare le caratteristiche dell'irradianza, fonte dell'energia e principale causa della degradazione dei moduli. Inoltre, si vuole motivare la scelta del silicio come principale materiale per i moduli fotovoltaici. Per raggiungere questo obiettivo risulta necessario una prima analisi chimica dei possibili materiali attraverso la struttura a bande. Di seguito si studierà la composizione del silicio, per andare a costituire la cella fotovoltaica.

4.1 Analisi Irradianza

Per la stima del funzionamento degli impianti fotovoltaici sono necessari dati climatici e di irraggiamento accurati per stimare con precisione il rendimento energetico degli impianti fotovoltaici.

L'irradianza è un parametro determinato come il flusso energetico (dato dalla luce) sull'unità di area di una superficie irradiante. Dalla definizione possiamo comprendere come sia un parametro dipendente dalla luce e dalla sua conseguente energia luminosa. La luce è un'onda elettromagnetica quindi caratterizzata da una frequenza (f) e relativa lunghezza d'onda (λ). Si ricorda che quest'onda è divisa nello spettro solare, che a sua volta può essere suddiviso in diverse lunghezze d'onda caratterizzate da differenti energie (dette anche bande). Le componenti più rilevanti dello spettro sono la banda

ultravioletta (UV), del visibile e quella infrarossa (IR). Si ricorda che la maggior parte delle radiazioni sono filtrate dall'atmosfera (es. ultravioletti), le principali radiazioni che riescono a superare il filtro sono quelle della banda visibile (da 400 a 700nm).

Il calcolo dell'irradianza è determinato dalla differente radiazione (onda) che colpisce la superficie, che può essere: diretta, diffusa o riflessa. Rispettivamente la radiazione diretta incide la superficie con un angolo definito, quella diffusa è caratterizzata da differenti angoli di incidenza con la superficie, mentre per la luce riflessa (albedo) una superficie può ricevere la radiazione da altre superfici.

Si riporta di seguito un'immagine esplicativa, figura 4.1.

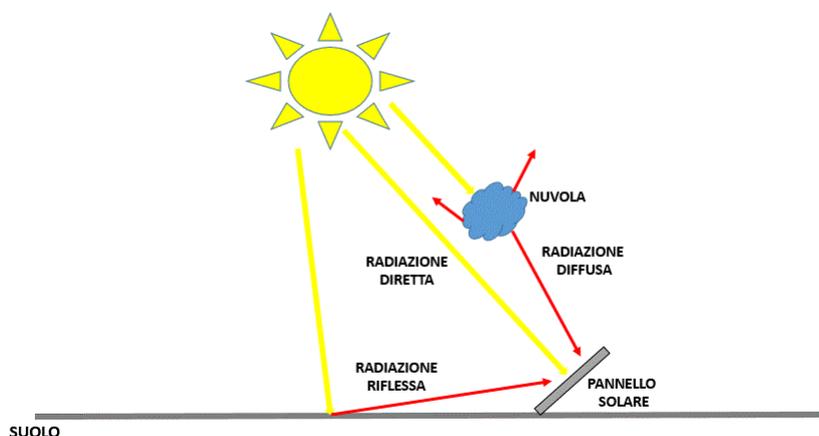


Figura 4.1. Componenti dell'irradianza

Oltre alla scomposizione della luce nelle tre differenti radiazioni indicate sopra, si può notare un'ulteriore decomposizione dell'onda luminosa diffusa in figura 4.2. Normalmente per semplificare l'analisi, viene considerata principalmente la radiazione diffusa orizzontale, ma ci sono diversi modelli che consentono un'analisi completa e secondo lo studio riportato in bibliografia [7], il modello più adatto per lo studio risulta quello di Hay & Davies.

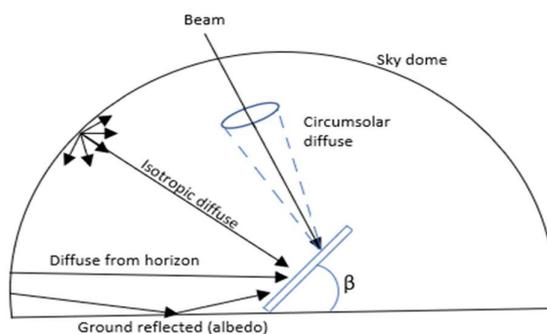


Figura 4.2. Componenti dell'irradianza diffusa

Note le componenti della radiazione luminosa si può andare ad analizzare l'irradianza giornaliera andando ad ipotizzare la condizione di cielo sereno. Questa condizione va a rimuovere la componente assorbita e la conseguente radiazione diffusa. La curva risultante (figura 4.3) è stata ricavata dal seguente sito <https://www.arpa.vda.it/en/agenti-fisici/radiazione-solare/misure-in-diretta>, dove si nota la curva teorica con cielo sereno e la misurazione eseguita il 27/09/2021.

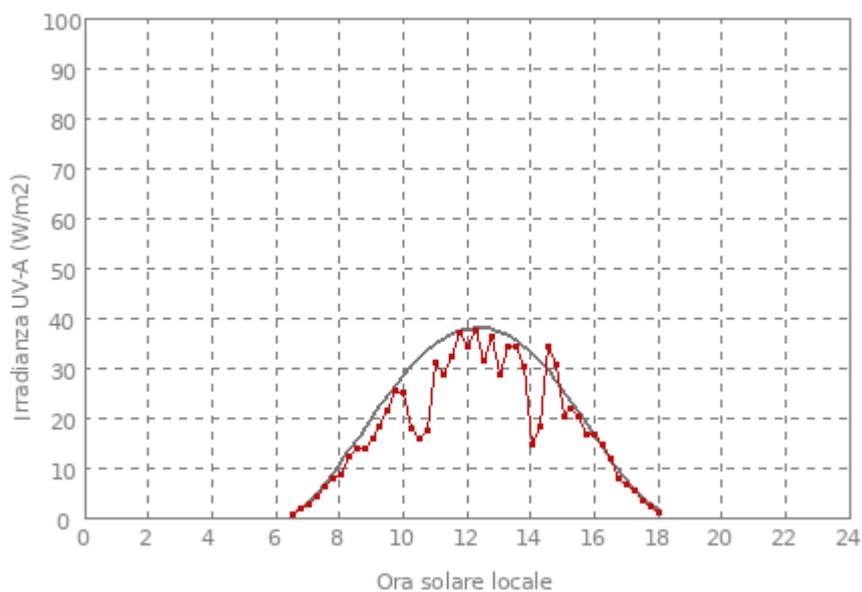


Figura 4.3. Si può notare in nero la curva di irradianza prevista con cielo sereno, mentre si può osservare in rosso la caratteristica reale misurata

Per facilitare la successiva analisi delle proprietà delle celle fotovoltaiche. Si ricorda la legge di Plack, l'energia associata alla radiazione elettromagnetica è trasmessa in unità discrete o quanti, successivamente identificati nei fotoni. I quali sono caratterizzati da una lunghezza d'onda o da un'energia (4.1), inversamente proporzionali tra loro.

$$E_{ph} = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (4.1)$$

- $h = 6.626 \cdot 10^{-34}$ è la costante di Plank, unità di misura $\frac{m^2 \cdot Kg}{s}$
- $c = 3 \cdot 10^8$ è la velocità della luce, unità di misura $\frac{m}{s}$
- λ è la lunghezza d'onda, unità di misura μm

Questa formulazione risulterà fondamentale per la comprensione dell'interazione tra la luce solare e le giunzioni p-n (successivamente spiegate) nelle celle fotovoltaiche.

Un altro parametro rilevante fare una stima della corrente prodotta (e di conseguenza dell'energia) risulta il flusso di fotoni, che ha la seguente espressione:

$$\Phi_{ph} = \frac{\text{numero di fotoni}}{\text{secondi} \cdot m^2} \quad (4.2)$$

L'ultimo parametro che andremo ad analizzare è la massa d'aria ed influenza le performance dei pannelli fotovoltaici in termini di riduzione della potenza. Risulta rilevante perché rappresenta la porzione di atmosfera che i raggi solari devono attraversare per raggiungere la superficie terrestre, normalizzata rispetto al percorso più breve possibile. Se la massa d'aria è uguale a 1, il percorso reale corrisponde al percorso aereo, ed aumenta con la lunghezza del percorso reale che la luce solare deve percorrere. Considerando l'angolo tra il percorso reale e il percorso aereo, la massa d'aria è data dalla formula:

$$M_{aria} = \frac{1}{\cos\theta} \quad (4.3)$$

4.2 Proprietà chimiche dei materiali

La teoria delle bande è alla base della tecnologia delle celle solari, perché al posto di ragionare sull'elettrone libero, dotato di una propria energia, si va a studiare

il comportamento dell'elettrone in un reticolo solido. Se la particella elettronegativa risulta confinata nel reticolo, subisce una variazione in termini energetici causati dalle altre particelle che lo circondano. Le bande sono le fasce di energia che possono essere consentite o proibite all'elettrone. Ogni elettrone in funzione del materiale e dei legami atomici occupa una banda di valenza (energia), l'obiettivo normalmente per ogni atomo è il tentativo di raggiungere la maggiore stabilità. Le bande inferiori risultano sempre più stabili di quelle superiori, se le bande superiori risultano parzialmente completate, quindi con spazi vuoti, sono definite come bande di conduzione, perché possono accogliere o rilasciare facilmente gli elettroni.

La disposizione degli elettroni nelle differenti bande consente di ottenere una precisa differenza e divisione strutturale, che poi sarà riutilizzata per definire la posizione degli atomi nella tavola periodica. La divisione successivamente porterà a delle categorie note, cioè materiali: Conduttori (metalli), isolanti, e semiconduttori.

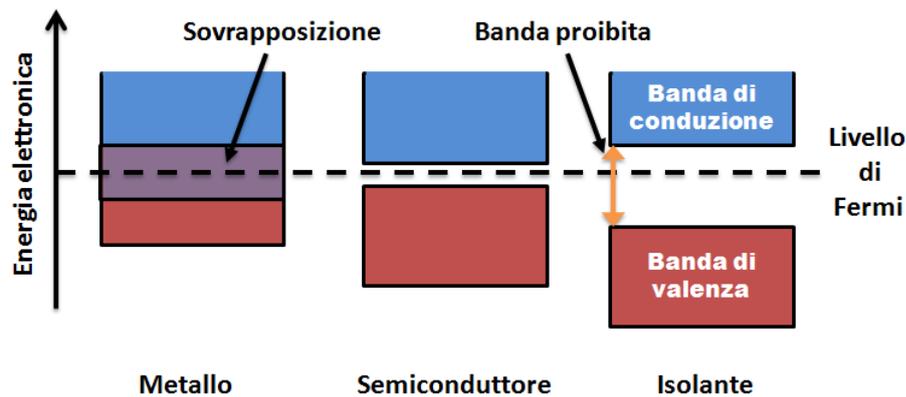


Figura 4.4. Differenti livelli di Energia elettronica divisa in bande per i differenti materiali

Nella figura soprastante si notano le differenti condizioni delle bande per i differenti materiali, si può osservare la linea tratteggiata, che indica il livello di Fermi. Il livello di Fermi indica l'energia che separa i livelli riempiti (valenza) da quelli vuoti (conduzione), il valore di questa energia è dipendente dal numero di elettroni nel solido, come si nota dalla figura può fare parte anche di una banda.

Sono di particolare rilevanza per i moduli fotovoltaici i materiali semiconduttori,

poiché sono dotati di una grande capacità di gestione di tensione e corrente e consentono un passaggio privilegiato della corrente in un verso rispetto all'altro, questa caratteristica viene incrementata grazie al drogaggio del materiale. Si ricorda che i semiconduttori fanno parte della VI colonna della tavola periodica.

4.3 Importanza del silicio

Nella sezione precedente si è segnalato come i materiali semiconduttori risultino adatti per i moduli fotovoltaici, in particolare il secondo elemento più abbondante sul pianeta risulta un semiconduttore ed è il Silicio. L'elemento è spesso presente in forma non cristallina, ma si trova spesso sotto forma di rocce, sabbia, quarzo

Per l'utilizzo elettronico, non è possibile utilizzare il silicio (Si) nel suo stato grezzo, ma è necessario sottoporlo ad un determinato processo di estrazione e lavorazione industriale. I processi dipendono dalla purezza del Si che si vuole ottenere, normalmente per i moduli fotovoltaici risulta utile ottenere silicio cristallino (purezza del 98%) e silicio praticamente puro (99,9999%).

Per migliorare le proprietà del semiconduttore è possibile introdurre delle impurità (drogare il materiale). Possiamo avere due tipologie di drogaggio:

- Tipo N: Si ottengono mediante l'aggiunta di atomi con un elettrone di valenza aggiuntivo (gruppo V). Questo permette di ottenere un elettrone libero, con la possibilità di formare legami. Con la conseguenza di un miglioramento nel passaggio della corrente.
- Tipo P: Si ottengono aggiungendo atomi con meno elettroni, andando così a creare un buco nella banda. Per raggiungere la stabilità il posto mancante dovrà essere colmato da un altro elettrone, questo movimento permette di condurre una corrente accettando gli elettroni degli atomi vicini.

I termini di tipo N e P si riferiscono quindi nel primo caso ad un drogaggio in modo da avere un eccesso di lacune e nel secondo un eccesso di elettroni liberi. Inoltre, i semiconduttori risultano ancora elettricamente neutri.

4.4 Cella fotovoltaica, giunzione P-N

La cella fotovoltaica è la struttura di base che comporrà un modulo e successivamente un pannello fotovoltaico. La cella elettricamente può essere rappresentata da un diodo essendo composta da un semiconduttore e l'analisi avverrà mediante una giunzione P-N.

Noto il silicio drogato di tipo P e di tipo N si uniscono per formare la giunzione P-N, nella quale si creerà un campo elettrico. Il quale non consentirà lo spostamento degli elettroni attraverso il punto di contatto. Tuttavia, se si applica una tensione esterna, si crea un flusso bidirezionale generato dallo spostamento degli elettroni da P a N e viceversa, lo scambio di elettroni avviene nella zona di giunzione causando un campo di giunzione, che impedisce alle altre cariche lo spostamento. Nella figura sottostante notiamo come la giunzione P-N elettricamente possa essere rappresentata come un diodo.

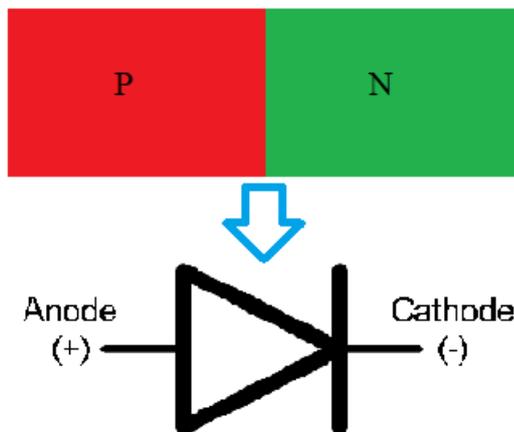


Figura 4.5. Corrispondenza della giunzione P-N con un diodo

Si ricorda la caratteristica di conduzione di un diodo (figura 4.6), dove in funzione della polarizzazione può scorrere o meno la corrente.

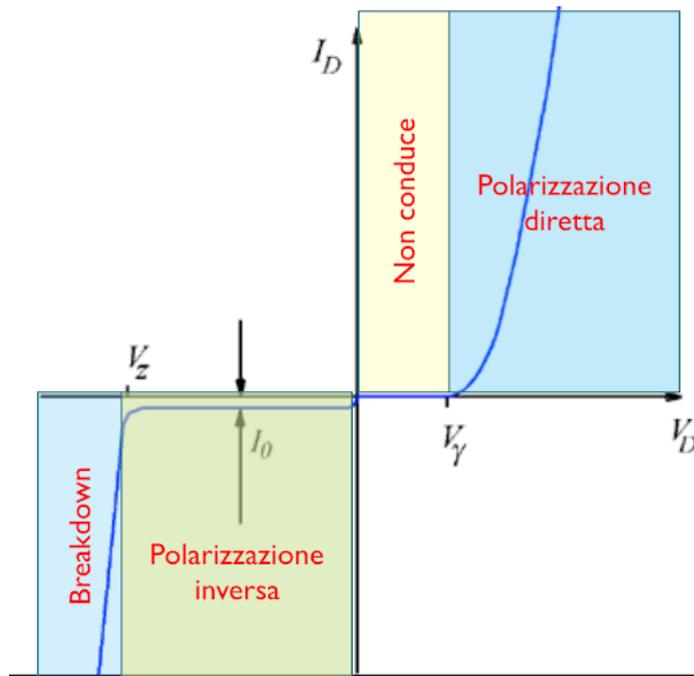


Figura 4.6. Caratteristica di conduzione di un diodo per lo studio della giunzione P-N

Dalla struttura si passa agli aspetti elettrici, una cella fotovoltaica ha una corrente di cortocircuito che dipende dalla superficie della cella ed una tensione a circuito aperto attorno ai 0,6 V. La potenza in uscita dipende, ma si aggira tra i 3 e i 4 W.

Capitolo 5

Funzionamento di una generica cella

Il seguente capitolo risulta essenziale sempre in ottica del possibile riutilizzo del modulo fotovoltaico, visto che risulta necessario per la comprensione del funzionamento della curva I-V e di tutti gli aspetti relativi al rendimento. Per questo motivo il capitolo è strutturato partendo dal circuito equivalente, il quale sarà sfruttato per il calcolo delle differenti caratteristiche (I-V,P-V) e del rendimento. Noti i parametri fondamentali della cella si studieranno le perdite di quest'ultima, in modo da poter passare successivamente ai fenomeni di degradazione nel tempo. Infine si vedranno gli effetti dell'irradianza, della temperatura sempre in ottica dell'aumento delle perdite e dei possibili campi di riutilizzo. L'ultima sezione è caratterizzata dalla connessione delle celle, in modo da comprendere le perdite dovute al Mismatching.

5.1 Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Noto il funzionamento della giunzione P-N è possibile andare a strutturare lo studio del circuito equivalente della cella fotovoltaica alimentata dal sole. In questo caso la luce viene considerata un generatore di corrente (I_{ph}), connesso in parallelo al diodo (P-N), successivamente come vedremo nella figura 5.1 sono presenti anche due resistenze, una dipendente dagli strati di silicio e dai contatti metallici (R_s), l'altra dipendente dalle correnti disperse nella cella (R_{sh}).

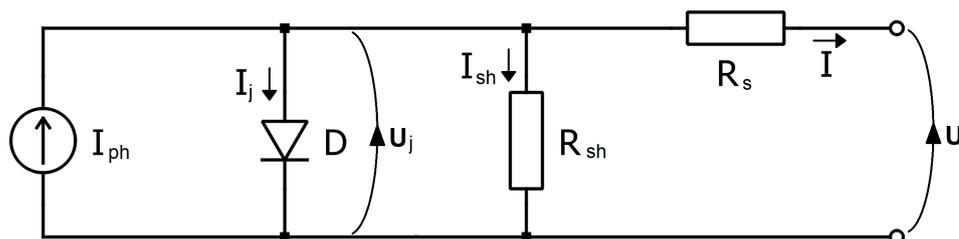


Figura 5.1. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Le correnti I_{ph} e I_j hanno le seguenti equazioni:

$$I_{ph} = K \cdot S \cdot G \quad (5.1)$$

Il generatore ideale di corrente risulta proporzionale al termine K (dipendente dalla tipologia di cella), alla superficie (S) e all'irradianza (G).

D'altra parte la corrente che attraversa il diodo può essere scritta con la sottostante equazione (eq. di Shockley).

$$I_j = I_0 \cdot (e^{A \cdot U_j} - 1) \quad , \quad \text{dove } A = \frac{q}{m \cdot k \cdot T} \quad (5.2)$$

Dove:

- I_0 è la corrente di saturazione
- A dipende dalla carica dell'elettrone (q), dalla temperatura e da un parametro costruttivo (m) di giunzione (T) ed infine dalla costante di Boltzmann (K)
- U_j è la tensione ai capi della giunzione

Dal circuito in figura 5.1 è possibile ricavare grazie alle leggi di Kirchhoff-

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (5.3)$$

$$U = U_j - R_s \cdot I \quad (5.4)$$

5.2 Caratteristica I-V

La caratteristica tensione-corrente della cella fotovoltaica illuminata è direttamente collegata alla caratteristica tensione corrente di un diodo alimentato da un generatore di corrente.

Unendo l'equazione 5.3, con 5.2 e 5.4, presenti nel capitolo soprastante è possibile ottenere la seguente equazione:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot (e^{A \cdot (U + R_s \cdot I)} - 1) - \frac{U + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (5.5)$$

Nella quale possiamo trascurare l'ultimo termine ($\frac{U + R_s \cdot I}{R_{sh}}$), visto che $R_{sh} \gg R_s$.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot (e^{A \cdot (U + R_s \cdot I)} - 1) \quad (5.6)$$

Nota l'equazione definitiva 5.6 è possibile osservare la figura 5.2 dov'è presente la caratteristica I-V ideale e reale. La curva in blu (ideale) trascura sia il termine dovuto ad R_{sh} sia R_s , che nel circuito in figura 5.1, vuol dire impostare rispettivamente un circuito aperto ed un cortocircuito. Nella curva reale sono considerati entrambi i termini, ricordando che comunque R_{sh} avrà un contributo nettamente inferiore rispetto ad R_s nell'abbassamento della tensione.

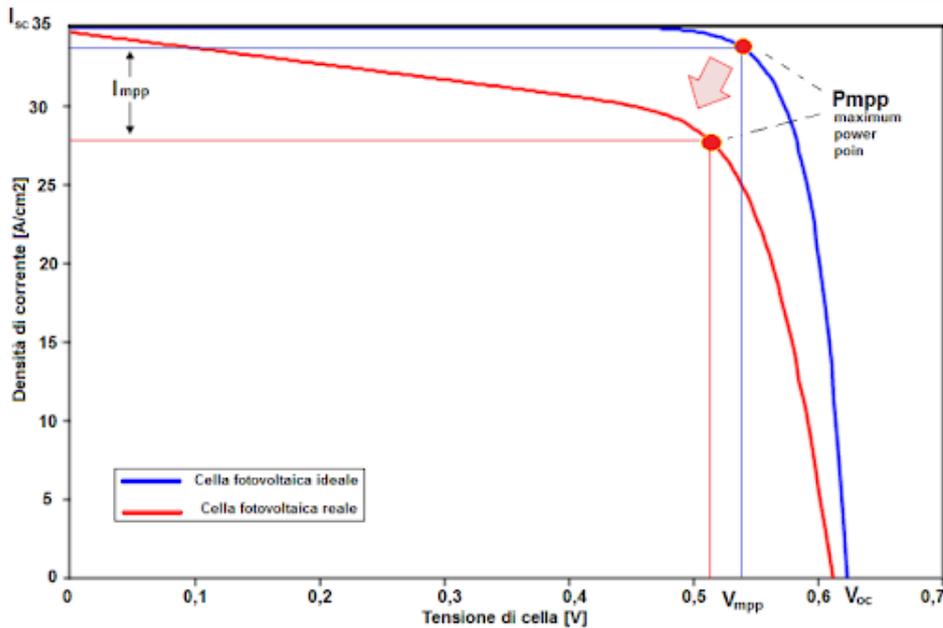


Figura 5.2. Caratteristica I-V della cella fotovoltaica

Nella figura soprastante possiamo osservare come la differenza tra la curva ideale e reale, sia un abbassamento della tensione ai morsetti all'aumentare della corrente, causato maggiormente dal termine $R_s \cdot I$.

Sempre in figura possiamo osservare 3 punti di particolare importanza:

- Se la tensione $U = 0$, la corrente $I = I_{sc}$, cortocircuito
- Se la corrente $I = 0$, la tensione $U = V_{oc}$, circuito aperto
- Il punto di massima potenza si trova con $U = V_{mpp}$ e $I = I_{mpp}$

Risulta inoltre importante segnalare che la curva I-V reale non si limita al primo quadrante, ma anche al secondo e al terzo. Questo può accadere nelle condizioni di ombreggiamento o di mismatch, nelle quali la cella si può comportare come un carico. Nella figura 5.3 notiamo la caratteristica completa.

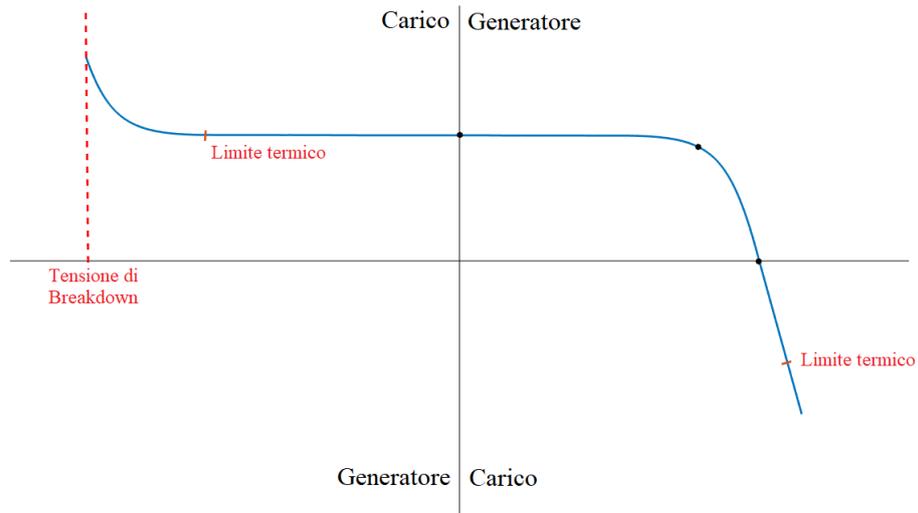


Figura 5.3. Caratteristica I-V completa della cella fotovoltaica

Nei punti di lavoro come carico è possibile individuare due limiti termici e la tensione di breakdown. Nei primi due casi se si oltrepassa la soglia limite la cella non è in grado di funzionare senza danneggiarsi, nell'altro caso avviene un guasto istantaneo.

5.3 Potenza e rendimento

La caratteristica di potenza (P) in funzione della tensione (V) di una cella fotovoltaica è facilmente ricavabile dalla curva I-V.

$$P = V \cdot I \tag{5.7}$$

L'andamento della potenza risulta subito evidente, con il primo tratto praticamente direttamente proporzionale all'aumento della tensione, mentre il secondo tratto della curva post punto di massimo ha una decrescita molto ripida dovuta principalmente alla corrente.

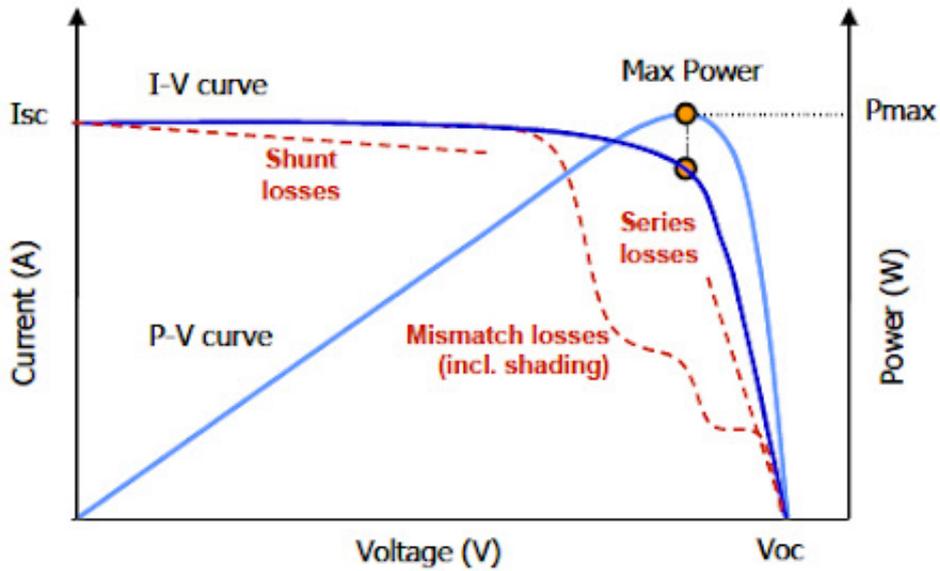


Figura 5.4. Andamento della potenza in una cella fotovoltaica

Nella figura soprastante sono presenti due scale verticali, con logicamente scale di grandezza differenti, però possiamo notare la posizione del punto di massima potenza. Il quale viene ricavato derivando l'equazione 5.7 rispetto alla tensione ed imponendo l'equazione risultante pari a zero.

$$\frac{dP}{dV} = V \cdot dI + I \cdot dV = 0 \quad (5.8)$$

Ottenendo:

$$\frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV} \quad (5.9)$$

Volendo è possibile risolvere più nel dettaglio l'equazione, sostituendone all'interno l'equazione 5.6. Tuttavia si è reputato più utile andare a definire la resistenza ottimale, per trasferire la massima potenza, questo parametro risulta il carico ottimale da inserire.

$$R_{ottimale} = \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (5.10)$$

Un altro parametro importante dipendente dalla curva I-V è il fattore di riempimento (FF). Il quale permette di conoscere la quantità di energia disponibile che può essere sfruttata. La qualità della cella è direttamente dipendente al valore di FF, più risulta alto più la cella è di qualità, normalmente 0,8 e 0,9 sono dei valori tipici. Si può osservare nella formula sottostante come il fattore di riempimento sia il rapporto tra la potenza massima e la massima potenza raggiungibile nelle condizioni estreme della caratteristica, il che corrisponde con il rapporto tra le aree in figura 5.2.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (5.11)$$

Il rendimento risulta il secondo parametro che si sfrutta, per comprendere se la conversione dell'energia luminosa è ottimizzata oppure no. Si ricava dal rapporto fra la potenza massima generabile e la potenza solare in ingresso. I valori dipendono fortemente dalla tecnologia della cella, ma normalmente si aggirano sul 20 %.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{G \cdot A} \quad (5.12)$$

5.4 Perdite di una cella

Nella sezione precedente abbiamo visto come si calcola e il valore del rendimento dal quale possiamo rapidamente dedurre che nel processo di conversione ci siano delle elevate perdite.

5.4.1 Perdite intrinseche

In primo luogo si vuole analizzare quali sono le problematiche nella conversione e studiare delle perdite intrinseche nella conversione fotovoltaica molto rilevanti per la degradazione. Di seguito sono elencate le perdite intrinseche:

- Assorbimento della luce solare: Non tutti i fotoni (dovuti alla luce incidente) possono penetrare nella cella perchè riflessi o assorbiti. Gli elettrodi frontali

ricoprono parzialmente la superficie attiva della cella solare, bloccando così parte della radiazione incidente. Solo alcuni moduli riescono ad assorbire bene queste radiazioni (Film sottile)

- Non sfruttamento dei gap di energia bassi: I fotoni con un'energia inferiore al gap di banda non possono generare l'effetto fotovoltaico. Circa il 77% dello spettro risulta sfruttabile.
- Cattivo sfruttamento dei gap di energia alti: I fotoni con un'energia superiore al gap di banda dissipano l'energia in eccesso attraverso la generazione di calore. In questo caso, oltre al non completo sfruttamento, abbiamo una produzione di calore, che può causare altre problematiche.
- Può esserci anche un non sfruttamento di alcuni fotoni che non riescono a produrre energia. Questo è un caso abbastanza raro (max 5%).
- Se sono presenti dei difetti nel semiconduttore è possibile che alcuni elettroni riescano a congiungersi nella giunzione P-N causando una dispersione di energia
- Nel caso ci fosse un isolamento elettrico incompleto, è possibile la generazione di una corrente di dispersione, che andrà ad influenzare la caratteristica I-V.

5.4.2 Perdite dovute a fattori esterni

Le Perdite causate da fattori esterni alle celle sono:

- Riscaldamento celle: Se la temperatura non è pari a quella di riferimento (25 °C) nei moduli al silicio, avviene una riduzione della produttività ogni 10°C di aumento. Le perdite si stimano tra il 4 e il 12%
- Mismatching: Sono perdite dovute all'accoppiamento non ottimale tra le stringhe, le vedremo nel dettaglio successivamente. Il contributo di perdita si aggira tra il 2 e il 4%, maggiore è la potenza installata maggiore saranno queste perdite.
- Ombreggiamento e basso soleggiamento: Sono perdite dovute alla disposizione dei pannelli fotovoltaici, più ostacoli sono presenti più le perdite sono elevate, per questo motivo abbiamo un intervallo abbastanza elevato (1-15%).

- Riflessione: Il pannello può anche riflettere un certo quantitativo di raggi e non assorbirli. Questo porta a delle perdite comprese tra il 2 e il 4%
- Joule: Dipendono dalle resistenze (cavi, contatti) e cadute di tensione (diodo), sono perdite intrinseche (1-4%)
- Conversione (DC-AC): Le perdite dipendono fortemente dall'inverter scelto, volendo è possibile fare una correlazione rispetto alla potenza installata. Le perdite varieranno tra il 2 e il 6%
- Sporcizia: Tende a fare diminuire la trasparenza del vetro di protezione. Anche in questo caso le perdite sono molto variabili (1-10%), andando a considerare nel caso superiore depositi per esempio di neve.

Possiamo notare che il totale delle perdite può variare dal 15 al 55%.

5.4.3 Perdite per degradazione

Sono ancora da considerare le perdite dovute alla degradazione nel corso degli anni dei moduli. Il discorso in questa sezione è più complicato rispetto alle sezioni precedenti, perché le differenti perdite che causano degradazione dipendono dalle proprietà intrinseche e dai fattori esterni. Inoltre, lo studio dev'essere strutturato in funzione del tempo.

Per dare un leggero anticipo al capitolo 6 in media la potenza dei moduli fotovoltaici diminuisce ogni anno di un valore compreso tra lo 0,5 e l'1 % a causa principalmente del decadimento delle proprietà dei materiali.

Le cause di invecchiamento dipendendo dalla tipologia di pannelli analizzati nella tabella 3.1. Visto che l'argomento è di particolare rilevanza si è voluto dedicare un capitolo apposito (Capitolo 6), trattato di seguito al seguente capitolo.

5.5 Dipendenza dalla irradianza e dalla temperatura

La seguente sezione si vuole occupare della variazione della caratteristica I-V e della conseguente variazione di potenza in funzione dell'irradianza e della temperatura.

Questo studio non risulta solamente utile per comprendere quale sia il clima migliore per la prima installazione dei pannelli, ma anche per conoscere e scegliere quali pannelli risultano più idonei per il riutilizzo in differenti condizioni climatiche.

Si analizzeranno inizialmente i moduli a base di silicio.

Il comportamento di una cella solare all'aumentare del flusso di fotoni, aumenta anche il flusso di elettroni. Di conseguenza la curva I-V è correlata alle condizioni specifiche dei fotoni che raggiungono la sua superficie (irraggiamento). Dal'altra parte, la cella è composta da un semiconduttore, questo causa una dipendenza dalla temperatura della cella. Se la temperatura aumenta, aumenterà in maniera nettamente minore la porzione sfruttabile dello spettro solare.

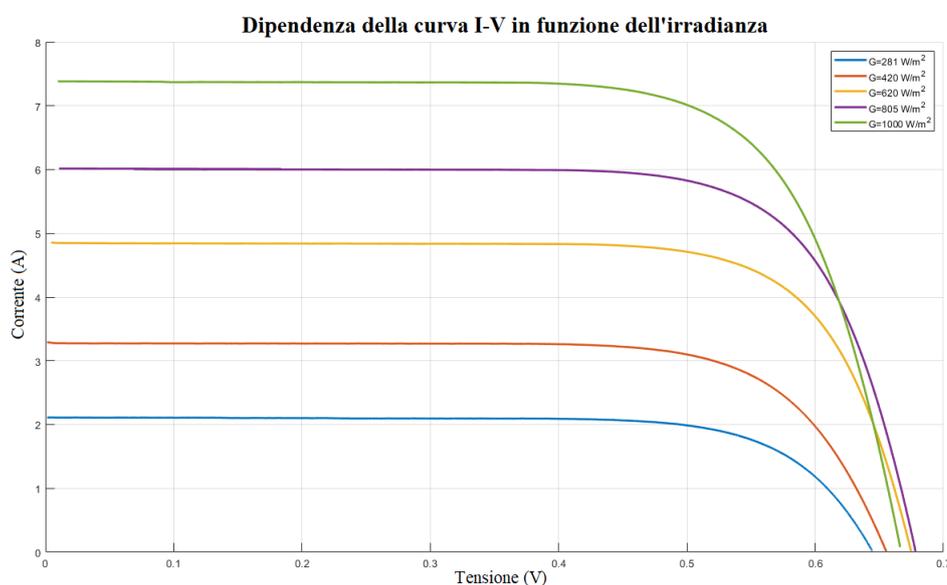


Figura 5.5. Andamento della curva I-V in funzione dei differenti valori di irradianza

Nella figura 5.5 si nota come al crescere dell'irradianza aumenti la corrente I_{sc} . Portando quindi ad un aumento della potenza massima sviluppabile. Nella figura 5.6 possiamo notare come l'aumento della temperatura porti ad una forte variazione della V_{oc} ed ad un leggero aumento della I_{sc} . Il risultato è un forte abbassamento della P_{max} in funzione dell'incremento di temperatura.

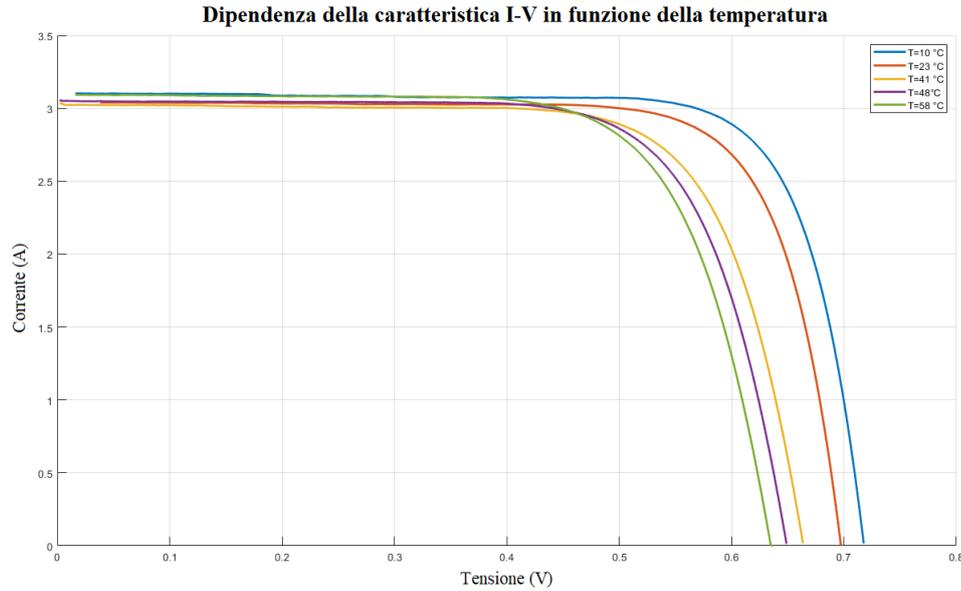


Figura 5.6. Andamento della curva I-V in funzione delle differenti temperature

Volendo è possibile ricavare le leggi che dimostrano la variazione dei differenti parametri sia in funzione della temperatura sia in funzione dell'irradianza. Tuttavia, il seguente studio non si ritiene essenziale per la comprensione della Tesi stessa. I moduli in film sottile in funzione della tipologia del pannello hanno differenti reazioni alla temperatura. In generale è possibile affermare che l'aumento della stessa comporti comunque ad una riduzione di potenza massima, ma in termini nettamente minori rispetto ai moduli basati su una tecnologia a celle di silicio.

5.6 Connessione in serie e in parallelo

Il motivo per cui si collegano le celle in serie o in parallelo è dovuto alla richiesta del mercato di avere una potenza superiore.

Nel caso le celle siano collegate in serie, la corrente rimarrà la medesima, mentre la tensione sarà ricavata dalla somma delle tensioni di ogni cella inserita nel circuito. Invece se le celle fossero collegate in parallelo, la tensione rimarrebbe la medesima, mentre la corrente risultante sarà la somma di tutte le celle in parallelo. Il risultato e le differenze risultano chiare nella figura successiva.

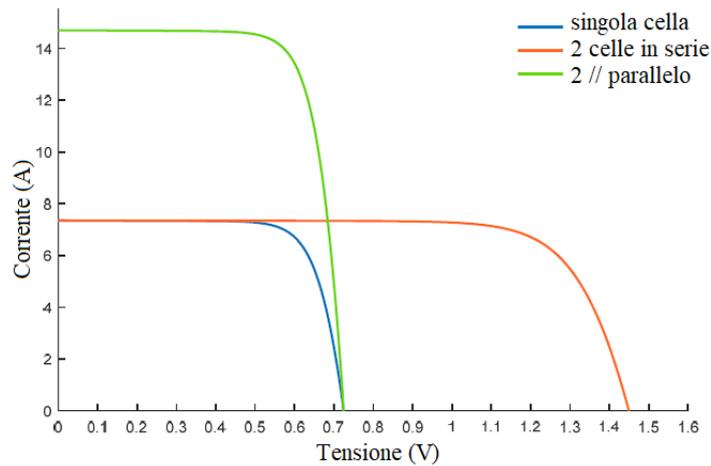


Figura 5.7. Andamento della curva I-V in funzione dei differenti collegamenti tra le celle, in alto a destra si nota la legenda

Nella figura 5.7 notiamo che le celle sommate sono esattamente uguali, questo è dedotto notando l'uguaglianza delle aree sommate. Nel caso avessimo aree sommate differenti sono probabili errori di mismatch, è possibile avere aree differenti normalmente a causa dello sviluppo di difetti nelle singole celle durante la vita dei moduli. Il problema è definito come una mancanza di corrispondenza tra celle, in questa situazione le perdite prodotte tendono a dissiparsi sotto forma di calore, generando hot spot.

La normale procedura di correzione e soprattutto di prevenzione del mismatch è l'aggiunta dei diodi di bypass nella scatola di giunzione. Il funzionamento dei diodi consiste nel deviare la corrente attraverso gli stessi diodi nel caso di una cella difettosa o in ombra. Normalmente i diodi non devono essere attraversati da corrente.

Nel caso di pannelli collegati in parallelo, per evitare hot spot si inseriscono i diodi in serie alle celle. In questi modo si impedisce il riciclo della corrente tra i rami.

Capitolo 6

Cause di invecchiamento dei moduli fotovoltaici

Nel seguente capitolo attraverso molteplici fonti riportate nel testo si vuole mostrare al lettore i differenti effetti che comportano la degradazione e l'invecchiamento dei moduli. Lo studio teorico dei fenomeni risulta essenziale per comprendere la gravità e la probabilità che si sviluppino determinati difetti. Noti i principi fisici e chimici, si riportano i difetti che possono essere presenti sui moduli, dovuti ai relativi fenomeni di degradazione. Grazie a questi dati nei capitoli successivi si potrà impostare un iter di verifica con cui poter valutare subito se i pannelli possono essere utili per una possibile procedura di riutilizzo oppure se mandarli direttamente verso il centro di smaltimento per l'avvio della procedura di riciclo.

Un articolo che risulterà di riferimento per la seguente trattazione è il seguente [12].

6.1 Effetto PID

[19] L'effetto del Potential Induced Degradation (PID) si verifica in tutti i moduli fotovoltaici ed è fortemente dipendente dalla costruzione e dai materiali utilizzati nel pannello, questo anche a causa della temperatura e dell'elevata umidità, essenziali per uno sviluppo più rapido del difetto.

Il PID è un fenomeno dipendente dal tempo e può iniziare a verificarsi già nei primi mesi di vita di un pannello, può essere anche un indice di invecchiamento. E' caratterizzato da una forte differenza di potenziale negativa con conseguente accumulo di ioni Na^+ dei moduli rispetto a terra. La deionizzazione è causata dalla perdita di elettroni nel pannello fotovoltaico, dovuta alla differenza di potenziale tra la cella e la cornice connessa a terra. La polarizzazione che si genera sulla messa a terra oltre a peggiorare le prestazioni del pannello influenzandone la caratteristica (figura 6.1) nel tempo risulta un fenomeno con conseguenze irreversibili ed in parte reversibili.

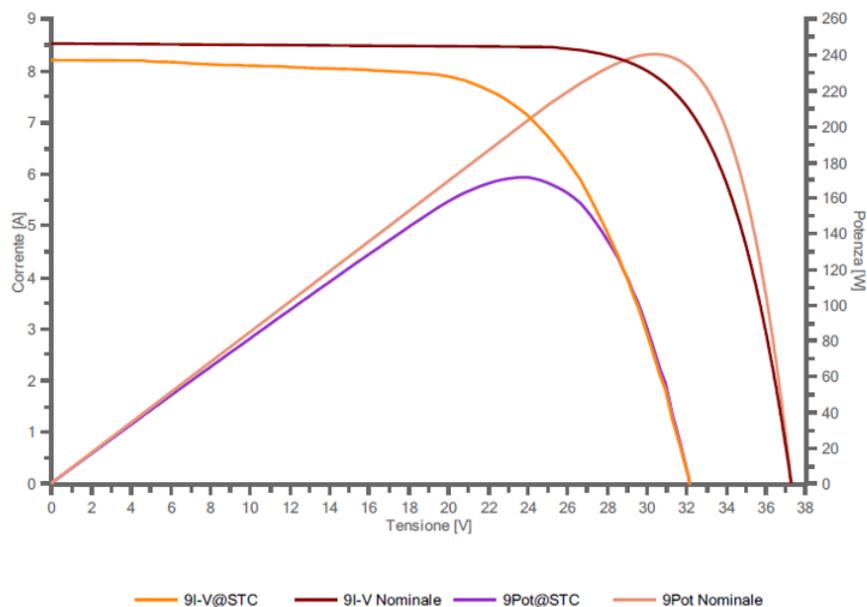


Figura 6.1. Andamento della potenza in una cella fotovoltaica influenzata dell'effetto PID, si può osservare come ci sia una variazione netta della potenza dovuta principalmente

Partendo dagli aspetti irreversibili è possibile indicare il TCO (transparent conductiv oxide), fenomeno caratterizzato dall'interazione tra la cornice e l'umidità. La

corrente dispersa generata del PID causa una reazione elettrochimica tra gli elementi precedentemente citati generando un fenomeno di corrosione. Logicamente risulta un problema, perchè andando a diminuire le capacità conduttrici si va a ridurre l'efficienza del modulo. Per evitare questo problema o si cambiano i materiali della cornice o si utilizza un inverter con separazione galvanica.

Il fenomeno reversibile risulta la polarizzazione della cella fotovoltaica, è caratterizzato dalla presenza di correnti di dispersione attraverso il materiale di incapsulamento, telaio e vetro frontale. Risulta particolarmente evidente nei moduli al fondo delle stringhe (vicino al polo negativo), la perdita di potenza in questi moduli può anche arrivare al 70% in pochi anni.

Per l'analisi della sensibilità dei moduli fotovoltaici al PID si seguono le direttive indicate nella IEC 62804. Dove si afferma che i pannelli FV devono essere collocati in un una stanza con una temperatura di $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ed un'umidità del 60% ad una tensione di alimentazione di 950 V, il tutto per 96 ore. Dopo la seguente analisi o si misura la curva I-V e P-V oppure si può eseguire il test di elettroluminescenza spiegato nel dettaglio nel capitolo successivo. Questo test permette di individuare la presenza di cortocircuiti nelle celle (figura 6.2).

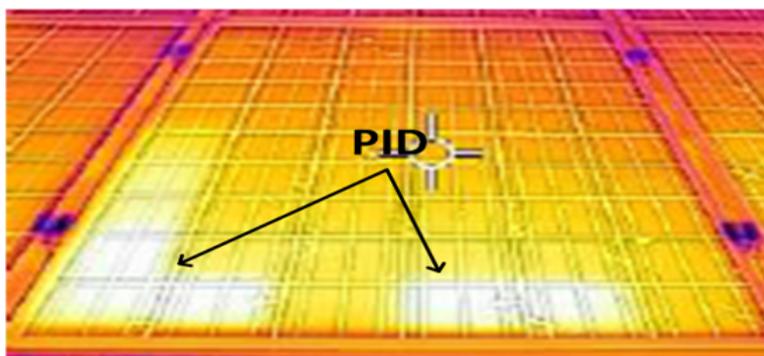


Figura 6.2. Difetto PID evidenziato tramite il test di elettroluminescenza

Per i nuovi moduli è possibile prendere delle soluzioni costruttive che andranno ad eliminare questo problema ed ottenere la certificazione PID-FREE, presente nella normativa IEC TS 62804-1: 2015. Invece, in quelli meno recenti alcuni produttori con Pidbull è in grado di resettare l'effetto del PID con un lavoro di rigenerazione di 96 ore, ottenendo un miglioramento medio del 21%.



Figura 6.3. Procedura di recupero del pannello dal difetto dovuto al PID

6.2 Effetto Staebler - Wronsky

Effetto presente nella tecnologia Film sottile ed in particolare nei pannelli in a-Si. Dipende fortemente dalle radiazioni solari, infatti è definito come degradazione indotta dalla luce, essendo dipendente dai raggi ovviamente è un fenomeno che perpetua nel tempo.

La peculiarità dell'effetto Staebler-Wronsky riguarda direttamente le cause di quest'ultimo, perchè viene data una spiegazione, ma non completamente validata da una teoria univoca. Ogni progetto sviluppato per evitare il fenomeno è risultato fallimentare, per questo motivo i produttori dei moduli a-Si sono obbligati a dichiarare il valore della potenza stabilizzata dopo la degradazione, anche se risulta molto difficile da prevedere.

Il fenomeno è direttamente dipendente dalla tecnologia e non dalla scelta o aspetti costruttivi. E' causato dalla sottile struttura disordinata del silicio amorfo e dell'idrogeno, normalmente in questa tecnologia gli atomi di Si e di H_2 si legano a vicenda. L'irradianza presente sul modulo tende a far muovere gli atomi di idrogeno, causando una scissione del legame tra gli atomi. Il risultato finale è che al posto degli atomi di idrogeno si lascia uno spazio vuoto, che porterà ad una riduzione di rendimento.

Il fenomeno fortunatamente si stabilizza dopo circa 1000 ore, andando a ridurre gli effetti, ma nel primo periodo le celle perdono tra il 5% e il 10%.

È importante ricordare che il fenomeno riguarda solamente la tecnologia a-Si e non tutte le tecnologie Film Sottili, in alcuni casi come in quello di Solar Frontier si verifica l'effetto opposto, un incremento di potenza prodotta (5%). L'unica soluzione costruttiva che limita l'effetto Staebler-Wronsky risulta lo stratificare il silicio amorfo insieme ad altri metalli, in modo da creare una cella multi giunzione.

6.3 Effetto Snail Trails

[16] Il fenomeno delle Snail Trails” o “Snail Tracks” si può tradurre come “bava di lumaca”, questo è dovuto alla natura di come si presenta l'effetto, per capire meglio si osserva la seguente figura 6.4.



Figura 6.4. Similitudine crepa nel pannello fotovoltaico con la scia di una lumaca

Dalla figura soprastante possiamo intuire rapidamente due effetti delle Snail Trails, il primo riguardante le microfratture che successivamente formano una scia ed il secondo il cambio di colore della cella.

Questo effetto risulta uno dei fenomeni di degrado più presenti nei moduli FV, è possibile identificare due tipologie di questo difetto, il simple snail trails e il framing snail trails. Le prime si sviluppano in corrispondenza delle microfratture all'interno della cella e possono avere differenti forme (figura 6.5). Le seconde (framing snail trails) sono tipiche lungo i bordi della cella, si nota la differenza dalle simple snail trails dal maggiore scolorimento. E' importante ricordare che questa tipologia di microfrattura si verifica tra i primi mesi e i 2 anni di esercizio.



Figura 6.5. Notiamo le Simple snail trails grazie all'andamento delle linee che attraversano la cella, mentre ai lati della cella risultano evidenti i framing snail trails

Nella figura soprastante è possibile notare come entrambi i difetti possano avere forme nettamente differenti. Inoltre si segnala che le snail tracks possono verificarsi in tutte le tipologie di pannelli che ovviamente sfruttano la tecnologia a celle.

Il fenomeno è fondamentalmente dovuto dalla diffusione dell'umidità e dalla CO_2 , nel pannello tramite il backsheet, a quel punto se l'EVA non riesce a isolare perfettamente la matrice delle celle, avviene un contatto tra cella e gas. Il problema in se non è il contatto, ma se l'umidità penetra in corrispondenza di una micro frattura. In questa casistica si innesca una reazione attivata grazie alla radiazione solare che porterà alla corrosione, allo sviluppo di gas e al cambio di colore.

Compreso come si formano le Snail Trails viene logico chiedersi come si crea il percorso di rottura. La bava è fortemente dipendente dal campo elettrico, visto che consente lo spostamento dei prodotti corrosivi negli strati superiori. Risulta evidente che per limitare questo fenomeno i produttori dovranno prestare un'elevata attenzione al processo

di produzione dei pannelli e soprattutto cercare di sfruttare l'EVA alla perfezione.

6.4 Effetto LID

[14] Non è un vero effetto di invecchiamento visto che risulta un fenomeno che si manifesta nelle primissime ore di esposizione solare.

Il LID sta per Light Induced Degradation, è causato dalle tracce di ossigeno presenti nel silicio durante il processo di formazione del wafer mediante il metodo di Czochralski. La luce stimola il movimento del O_2^+ (caricato in maniera positivo) aumentando la diffusione attraverso il reticolo di silicio e generando complessi con accettori di droganti di boro. I complessi boro-ossigeno creano i propri livelli di energia nel reticolo di silicio e possono catturare elettroni e lacune che vengono persi per l'effetto fotovoltaico.

Questo fenomeno si verifica principalmente nei moduli cristallini e rispetto alle condizioni standard possono perdere potenza dall'1% al 5 %. Questo difetto oltre al poter essere azzerato tramite un processo di ricottura dipende fortemente dalla qualità costruttiva del wafer di partenza.

Attualmente si nota una problematica nella normativa IEC 61215, che non stimola l'evidenziazione del problema prima della messa sul mercato.

6.5 Effetto LeTID

In questi casi si fa riferimento ad un effettivo processo di invecchiamento che si verifica a distanza di anni.

Il LeTID sta per Light and Elevated Temperature Induced Degradation, è un fenomeno fortemente legato alla temperatura di esercizio dei moduli e si è visto che i problemi iniziano a verificarsi superata la temperatura di $50^\circ C$.

Il LeTID è un fenomeno recente e non sono ancora ben chiare le motivazioni che ne causino lo sviluppo. Interessa prevalentemente le celle policristalline sviluppate con la tecnologia PERC (80% al mondo). La tecnologia PERC risulta la più diffusa per due motivazioni, il costo e il mantenimento delle proprietà nel tempo.

Si suppone che il fenomeno di degradazione sia dovuto alla composizione della parte posteriore del pannello ricca di idrogeno, il secondo termine che pare causi un aumento

di queste perdite pare sia dovuto alle impurità metalliche.

Secondo uno studio dell'Università australiana del New South Wales si è visto che per ridurre l'effetto LeTID ci sono alcune possibili soluzioni riguardanti la selezione dei materiali, l'adattamento del processo e le fasi di fabbricazione post-cella. Nei primi pannelli in commercio la perdita dovuta da questo fenomeno era tipicamente tra il 10 e il 12 %, con i dovuti accorgimenti la perdita nel tempo è stata a meno del 2%. Il problema potrà essere definitivamente risolto quando i produttori avranno compreso completamente le origini del difetto.

6.6 Effetto dovuto alle radiazioni solari

Abbiamo visto una serie di effetti nelle sezioni precedenti dipendenti dalle radiazioni solari e da effetti correlati. Nella seguente sezione si vuole far notare come la degradazione del modulo dipende direttamente dall'irradianza subita dal modulo durante la sua vita, maggiore è l'irradianza maggiore sarà la degradazione delle prestazioni. Le onde elettromagnetiche provenienti dalla luce solare cariche di energia in parte trasformata in energia elettrica, un'altra parte intacca il reticolo cristallino del silicio andando a modificare la configurazione originale. Questo comporterà sempre una perdita superiore di energia.

Nessun pannello risulta esente da questo effetto, i monocristallini avendo una struttura stabile risulteranno meno soggetti, quindi più stabili. Invece, i reticoli più complessi come il silicio amorfo o i policristallini subiranno effetti superiori.

La presenza di difetti di costruzione come visto precedentemente comporta ad una perdita sempre maggiore. Di seguito possiamo analizzare la diminuzione della corrente e della tensione in funzione del quantitativo di luce che colpisce i pannelli.

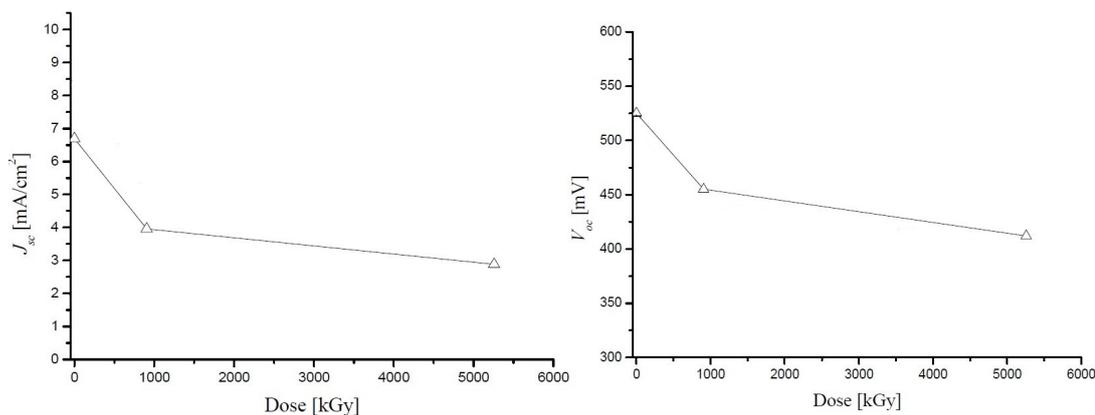


Figura 6.6. Effetto della luce sulla diminuzione della corrente (sinistra) e sulla diminuzione della tensione (destra)

Nella figura precedente si nota che l'invecchiamento del modulo risulta più elevato nelle prime fasi di vita, quindi quando riceve i primi 1000 kGy, mentre successivamente si andrà a stabilizzare il valore, questo è anche comprensibile andando a ragionare sui precedenti effetti.

Si ricorda che 1 Gray è pari all'assorbimento di 1 J di radiazione ionizzata da parte di un chilogrammo di sostanza.

6.7 Difetti fisici presenti nei moduli FV

Nelle sezioni precedenti abbiamo visto degli effetti che provocano effetti di invecchiamento, ma non sempre abbiamo mostrato i risultati. Per evidenziare nel dettaglio i difetti fisici che si possono individuare nei moduli si è ripreso lo studio [14], nel quale sono racchiusi i risultati di tre differenti studi sull'invecchiamento di moduli fotovoltaici in differenti condizioni ambientali.

I difetti evidenziati sono i seguenti:

- Ossidazione delle viti di messa a terra → difetto molto comune non grave
- Giunto in silicone incrinato → difetto molto comune non grave
- Motivo lattiginoso → è una delle tipologie più comuni di delaminazione, la gravità dipende da dove è situato. Se è situato su una grande area di celle

allora sarà grave, altrimenti se è in prossimità dei nastri di interconnessione e al perimetro di scolorimento risulta meno grave.

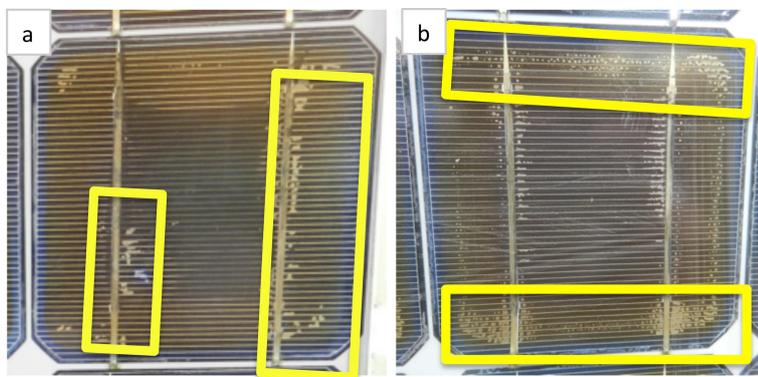


Figura 6.7. Si nota il modello lattiginoso in forma meno grave, nella figura (a) in prossimità dei nastri di interconnessione, mentre nella figura (b) in prossimità del perimetro

Il difetto è stato riscontrato in circa il 20 % dei moduli nello studio.

- Oscuramento → è un difetto molto comune e grave, dovuto prevalentemente alle elevate temperature. Consiste nella decolorazione dissimmetrica delle cellule, la perdita di colore avviene quasi sempre al centro delle cellule, tramite il processo di foto-sbianchimento. Quest'ultimo si verifica quando l'ossigeno viene fornito in quantità sufficiente (diffuso attraverso il back-sheet, o lungo le fessure), per sbiancare l'EVA che era stato scolorito dai raggi UV.

La decolorazione risulta un disturbo grave perché causa una minore trasmissività luminosa, quindi si abbasserà il valore della corrente. Il valore della tensione si abbasserà non per colpa della diminuzione di luce assorbita, ma a causa dell'incremento della resistenza parallela per colpa della disuniformità del fenomeno.

- Crepe polimeriche → causate da sollecitazioni meccaniche ripetute nel tempo, lo stress meccanico può essere dovuto dal carico del vento, neve e sollecitazioni termo-meccaniche sui moduli solari.

Le crepe in funzione delle dimensioni, forma, direzione e posizione possono essere

più o meno influenti nella riduzione della potenza di picco, visto che possono causare la disattivazione della cella interessata.

- Punti caldi → causano la rottura della cella e la possibile combustione del backsheet, sono dovuti allo sporco localizzato, ombre e celle danneggiate. La stringa con la ridotta corrente di cortocircuito è costretta a lavorare in polarità invertita, consumando la potenza generata dalle altre stringhe e raggiungendo potenzialmente temperature molto elevate.
- scolorimento dell'EVA → fenomeno ripreso nell'oscuramento. Risulta un effetto molto frequente e perdura anche quando i moduli non sono operativi. La motivazione risiede nel processo di idrolisi dell'acido acetico interno dell'EVA, che porterà alla corrosione di tutte le parti metalliche presenti. Il principale responsabile della decolorazione marrone dell'EVA è il nucleo in rame. Il processo appena spiegato porta ad una maggiore resistenza in serie e quindi a perdite nelle prestazioni del modulo.
- Corrosione della scatola di giunzione → fortemente legata allo scolorimento dell'EVA, difetto molto comune ed atteso, risulta non grave.
- Delaminazione → distacco normalmente parziale dell'EVA a causa delle differenti condizioni climatiche, il fenomeno non è molto frequente, anche se segno di invecchiamento. Ovviamente molto grave, anche se dipende dalle aree in cui avviene.
- Bolle nell'incapsulante → fa parte dei difetti di delaminazione, non è un fenomeno molto frequente (affligge circa il 14% dei moduli dello studio), può essere grave in ottica di altri fenomeni.
- Isolamento dei cavi di giunzione → a causa della degradazione nel tempo potrebbe non essere più verificato.

6.8 Effetto sulle Prestazioni Elettriche dell'invecchiamento

Si riporta l'analisi dei dati svolta nell'articolo [14], ripartendo dalla figura 6.8, come spunto per la comprensione della degradazione attesa rispetto ai moduli fotovoltaici, ricordando che i moduli in analisi sono del 1990. Questi dati saranno successivamente utilizzati per definire le procedure di riutilizzo e le caratteristiche richieste per poter riutilizzare i moduli.

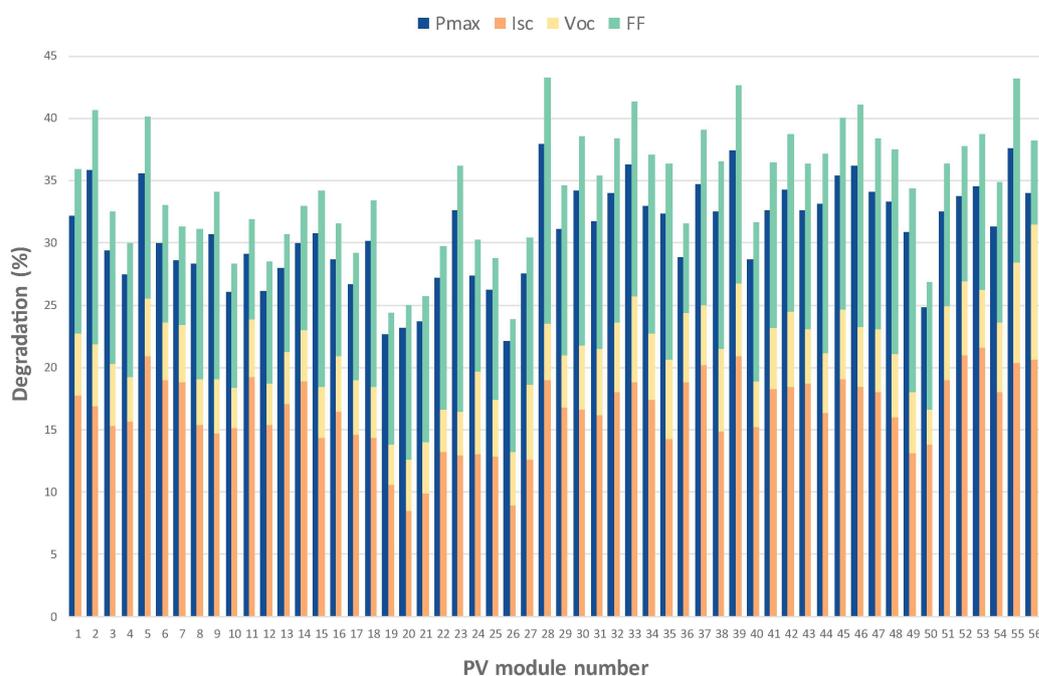


Figura 6.8. Si rappresenta della degradazione di diversi fattori (P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , FF), per ognuno dei 56 moduli analizzati

Nella tabella sottostante sono stati riassunti i principali parametri di riferimento ricavati dallo studio.

	Degrado %					
	22 Anni			Annuo		
	Min	Max	Medio	Min	Max	Medio
P_{max}	22,2	38,0	30,9	1,0	1,7	1,4
V_{oc}	2,2	11,0	4,9	0,1	0,5	0,2
I_{sc}	8,8	22,2	16,4	0,4	1,0	0,8
FF	6,6	19,8	13,0	0,3	0,9	0,6

Tabella 6.1. Caratteristiche salienti sulla degradazione dei moduli FV analizzati

Il dato più importante che vogliamo segnalare è relativo alla potenza di picco persa rispetto al dato di targa. Nel caso avessimo pannelli in buone condizioni vuol dire che potremmo pensare ancora di riutilizzarli nel caso risultino ancora in sicurezza e senza danni che vadano ad aumentare la futura degradazione nettamente.

Come avevamo visto anche negli effetti precedenti si nota che il parametro a diminuire maggiormente risulta essere la corrente di cortocircuito, mentre la tensione può variare ma in maniera decisamente minore.

Si ricorda che nel periodo iniziale di funzionamento, circa il primo anno, i tassi di degradazione tendono ad essere più elevati rispetto al periodo medio della vita. Questo a causa della forte azione di specifiche modalità di degrado, come LID. Durante il periodo di usura del funzionamento, circa più di 20 anni, i tassi di degradazione tendono ad essere più elevati a causa della maggiore azione della corrosione e della gravità dei difetti.

Si riporta un grafico (figura 6.9) preso da [12], per mostrare l'andamento previsto per la perdita a dei moduli fotovoltaici fabbricati dopo il 2000.

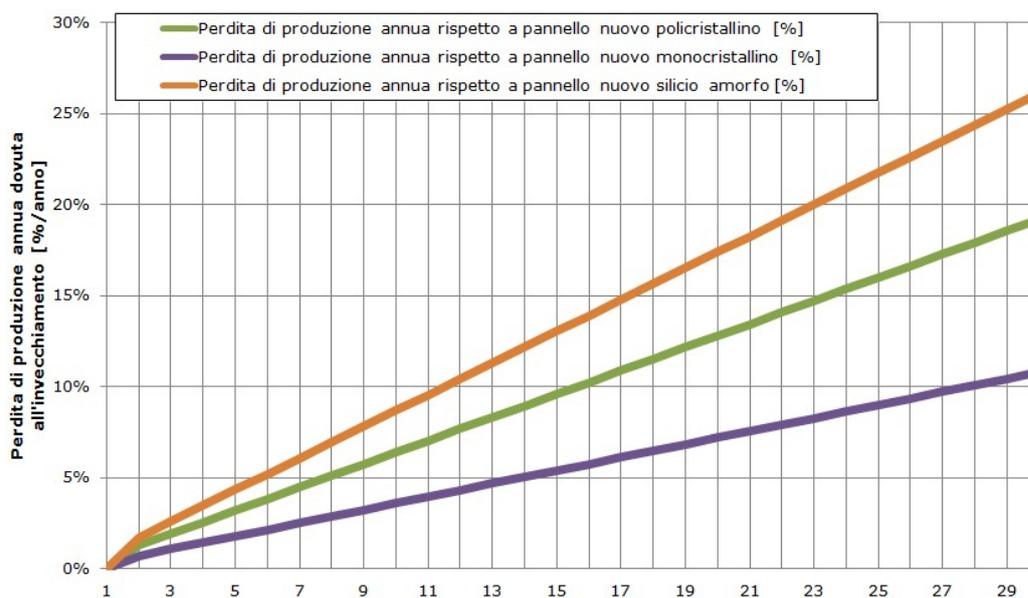


Figura 6.9. Andamento perdita di energia in funzione degli anni di vita dei differenti moduli FV

I due studi riportati in questa tesi mostrano come già i nuovi moduli fotovoltaici, realizzati con tecniche più moderne risultino decisamente meno soggetti all'invecchiamento, quindi più validi per un possibile riutilizzo.

Capitolo 7

Procedura di analisi delle performance dei moduli fotovoltaici e definizione dei criteri di riutilizzo

Nel capitolo precedente abbiamo visto i differenti difetti e le conseguenze che possono indurre sui moduli. Questo non basta, risulta essenziale sapere anche come sono stati individuati, in modo da poter verificare i medesimi risultati anche con altri moduli.

L'analisi non si vuole limitare a segnalare il funzionamento dei metodi per individuare i guasti, ma vuole provare a dare delle linee guida per il lavoro di ispezione di un generico operatore.

Per simulare correttamente questa condizione, inizialmente analizzeremo i metodi più veloci, in modo da poter decidere direttamente se proseguire con le analisi oppure no. La prima verifica per capire lo stato della degradazione corrisponde ad un'analisi visiva, con la quale risulta possibile identificare una buona parte dei difetti più gravi. I difetti visivi che portano direttamente all'esclusione del modulo per la procedura di riutilizzo saranno subito segnalati, in modo da evitare ulteriori studi inutili. Per i

restanti difetti si è deciso di introdurre una tabella delle analisi di rischio, successivamente spiegata. In questo modo dopo in funzione dei difetti visivi si deciderà quali prove e se è necessario proseguire le analisi.

Nel caso il modulo risulti scartato, per qualsiasi motivazione ovviamente sarà direttamente mandato ad un centro di riciclaggio, in modo da ottimizzare comunque anche i moduli non idonei al riutilizzo.

Si ricorda che i criteri di seguito suggeriti risultano da verificare nell'esperienza pratica, ultima parte della Tesi (escluse le conclusioni).

Per la stesura del seguente capitolo il materiale usato è presente nella bibliografia [13],[1], [15],[18].

7.1 Ispezione Visiva

La procedura di ispezione visiva si esegue seguendo la procedura descritta dalla IEC61215 e IEC61646. In questa norma è necessario osservare attentamente ogni parte del modulo fotovoltaico, con un'illuminazione superiore ai 1000 lux e logicamente si considereranno solamente i difetti visibili ad occhio nudo. Si riporta la figura 7.1 nella quale è possibile osservare una checklist delle informazioni da raccogliere in un modulo.

Documentation of module condition for field exposed modules

Date _____ Name of data recorder _____
 Location _____
 Latitude _____ Longitude _____ Altitude _____

1. SYSTEM DATA

System design: single module multiple modules (a.) unknown
 (a.) Multiple module system: not applicable
 Module location/number in a series string (from negative): _____
 # of modules in series (string) _____ # of strings in parallel (array) _____
 # of bypass diodes _____ # of modules per bypass diode _____

System Bias: open circuit resistive load max. power tracked
 short-circuit unknown

System Grounding: grounded (a.) not grounded unknown
 (a.) negative positive centre of string unknown

BEGIN INSPECTION AT BACK SIDE OF MODULE

2. MODULE DATA

Technology: mono Si multi Si a-Si CdTe CIGS/CIS
 other: _____

Certified: unknown UL 1703 UL 61730 IEC 61215 IEC 61646
 IEC 61730 other: _____

Estimated deployment date: _____

Photo taken of nameplate: yes no
 Manufacturer _____
 Model # _____
 Serial # _____
 Installation Site/Facility Serial # _____
 Width _____ cm Length _____ cm

Nameplate: nameplate missing
 P_{max} _____ V_{oc} _____ J_{sc} _____
 System voltage _____ V_{max} _____ I_{max} _____
 Bypass diode, if _____
 Series fuse _____

Back-side Glass: not applicable applicable
 image: no damage small, localized extensive
 Damage type (mark all that apply):
 crazing or other non-crack damage shattered (tempered)
 shattered (non-tempered) cracked (a.) chipped (b.)
 (a.) Cracks (#): 1 2 3 4-10 >10
 Crack(s) start from: module corner module edge cell junction box
 foreign body impact location
 (b.) Chips (#): 1 2 3 4-10 >10
 Chipping location: module corner module edge

Backsheet: not applicable applicable
 appearance: like new minor discolouration major discolouration
 texture: like new wavy (not delaminated) wavy (delaminated) dented
 material quality chalking: none slight substantial

image: no damage small, localized extensive
 Damage Type (mark all that apply):
 burn marks (a.) bubbles (b.) delamination (c.) cracks/scratches (d.)
 (a.) Burn marks (#): 1 2 3 4-10 >10
 Fraction of area burned:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (b.) Bubbles (#): 1 2 3 4-10 >10
 Average bubble dimension:
 <5 mm 5-30 mm >30 mm
 Fraction of area with bubbles ≥ 5 mm:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (c.) Fraction of area delaminated:
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 Fraction of delamination that exposes circuit or cell(s):
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 (d.) Cracks/scratches (#): 1 2 3 4-10 >10
 Cracks/scratches location: random/no pattern over cells between cells
 Fraction of area affected by cracks/scratches (approx.):
 <5% 5-25% 50% 75%-100% (consistent overall)
 Fraction of cracks/scratches that expose circuit (approx.):
 0% 25% 50% 75% 100%

Wires/Connectors:
 wires: not applicable like new pliable, but degraded embrittled
 (mark all that apply): cracked/disintegrated insulation burnt
 corroded animal bites/marks

Connectors: not applicable like new pliable, but degraded embrittled
 Type: unsure MC3 or MC4 Tyco Solarlok other
 (mark all that apply): cracked/disintegrated insulation burnt corroded

Figura 7.1. Esempio di un modulo per identificare i difetti durante un ispezione vicina

Ricordando le premesse fatte ad inizio capitolo, si è provato a costruire una tabella contenente i criteri fondamentali per comprendere se accettare o no un difetto. Attraverso lo studio dei difetti si è provato a segnalare come procedere in funzione dei differenti difetti presenti.

Difetti Individuabili	Criterio da verificare per superare la prova
Integrità della cornice	Se la cornice non è integra bisogna valutare la gravità e il futuro campo di lavoro. Una cornice danneggiata compromette le proprietà meccaniche e di conseguenza anche quelle elettriche. Quindi è da valutare in funzione della tipologia del danno.
Crepe sul vetro frontale	Se il vetro frontale risulta particolarmente danneggiato (crepa che interessi almeno una cella) il pannello non può essere riutilizzato ¹
Rotture di supporti o sistemi di ancoraggio	Problema facilmente risolvibile e fortemente dipendente dal futuro riutilizzo, non è un parametro determinante, ma è da segnalare se i sistemi sono fortemente corrosi.
Interconnessioni elettriche rotte, incrinata o difettose	Si può valutare la sostituzione se sono morsetti, altrimenti moduli da scartare dopo la verifica della sicurezza elettrica.
Ossidazione viti messa a terra	Stesso discorso precedente.
Restringimenti, distorsioni o superfici appiccicose di materiali polimerici	Il modulo risulta da scartare, le proprietà sono modificate.
Presenza di acqua nel pannello	Indica una compromissione del vetro superiore, quindi problemi elettrici per l'isolamento e un forte calo delle prestazioni, pannello non riutilizzabile.
Presenza di materiale estraneo	Stesso discorso fatto sopra.
Scatole di giunzione	Come visto nel capitolo 6.7 ci aspettiamo una degradazione, ma problematica non particolarmente grave se non lede l'isolamento elettrico, successivamente verificato.

Delaminazione	Difetto grave in ottica del riutilizzo, perché porterà un rapido invecchiamento del modulo, si consiglia di accettare moduli privi, o con una delaminazione molto ridotta.
Motivo lattiginoso	Se presente nell'area centrale delle celle i moduli sono da scartare, altrimenti no.
Oscuramento	Da valutare nella prova I-V, difetto grave in un impianto pre-esistente, ma non particolarmente rilevante per una nuova applicazione.
Scolorimento dell'E-VA	Il fenomeno è previsto ed accettato, bisognerà sempre fare riferimento alla nuova curva I-V.
Bolle nel incapsulante	Se presenti scartare il modulo è un sintomo di gravi problemi futuri.
Brucciature	Vuol dire che la cella ha subito un arco elettrico. In funzione della zona in cui avviene può aver compromesso l'isolamento, sicuramente ci sarà un calo di produttività ed un aumento della temperatura di cella vicino alla bruciatura. Di base i moduli con queste problematiche sono da scartare a causa dei forti fenomeni di degradazione instaurati. Tuttavia, in alcuni casi in cui sono presenti delle piccole bruciature (qualche cm) non è detto che i moduli siano compromessi.
Celle solari che si toccano fra loro o a contatto con il telaio	In questo caso scartare il modulo.

Tabella 7.1: Tabella di verifica se i criteri di conformità per il riutilizzo dei moduli sono rispettati

Per semplificare la comprensione si ricordano i fenomeni che causano automaticamente l'elisione dal processo di riutilizzo dei moduli sono: Celle solari che si toccano fra loro o a contatto con il telaio, Bolle nel incapsulante, Presenza di materiale estraneo

(anche acqua), Restringimenti, distorsioni o superfici appiccicose di materiali polimerici e Crepe sul vetro frontale.

¹: La motivazione risiede nella rapida degradazione prevista in futuro e nel rischio di perdita dell'isolamento elettrico. Quindi nel pericolo di non avere un impianto sicuro. Non conta se il modulo nella fase di verifica mantiene delle buone capacità elettriche.

7.2 Analisi del rischio

La seguente sezione vuole fornire una forte base per la strutturazione di una possibile futura normativa. L'obiettivo della stessa è tramite un'analisi di rischio [3] andare ad individuare in quali condizioni risulta necessario eseguire studi più approfonditi della semplice ispezione visiva. Tramite il primo test si identificano i danni che possono essere presenti sui pannelli. Tra questi come abbiamo visto è importante segnalare le problematiche che causano o un'eccessiva perdita o una mancanza di sicurezza elettrica, queste condizioni non saranno neanche considerate nell'analisi di rischio.

Lo studio del rischio si svolge raccogliendo tutti i fattori di rischio che possono essere presenti, andando a creare una tabella 7.2. La quale come è possibile osservare è caratterizzata da 3 differenti termini.

PROBABILITÀ	DEFINIZIONE	GRAVITÀ	DEFINIZIONE	N° DIFETTI	PRESENZA
1	IMPROBABILE	1	LIEVE	1	BASSA
2	RARO	2	MEDIO	1	MEDIA
3	PROBABILE	3	GRAVE	3	ALTA
4	MOLTO PROBABILE				

Tabella 7.2. Livelli di probabilità e di gravità caratterizzanti dell'analisi dei rischi, l'ultima colonna invece si riferisce alla presenza di difetti.

Il primo è riferito alla probabilità che sia presente un difetto, per questo studio si è deciso di valutare 4 parametri: Molto probabile, Probabile, Raro e Improbabile. In base al fattore di rischio che portano i differenti difetti corrisponderà un numero. Il secondo parametro riguarda la gravità del difetto, gravità di cui abbiamo ampiamente parlato nello studio teorico svolto nei capitoli precedenti. In questa casistica si è deciso di avere come parametri di riferimento solamente i termini Grave, Medio e lieve, anche a questi termini corrisponderà un valore numerico caratterizzante un livello di rischio.

Il terzo termine è dipendente da un aspetto quantitativo ed è il numero di difetti. L'ultimo aspetto trattato ha tre fattori di riferimento:

1. il caso in cui la presenza dei difetti sia bassa (il modulo ha la superficie coperta dal meno del 25% dei difetti).
2. il caso in cui la presenza dei difetti sia media (il modulo ha la superficie coperta dal meno del 75% dei difetti, ma da più del 25%).
3. il caso in cui la presenza dei difetti sia elevata/alta (il modulo ha la superficie coperta dal 75% in su).

Per facilitare la comprensione si fa un esempio, come abbiamo visto è molto probabile che dopo 20 anni siano presenti viti ossidate, ma in ottica del riutilizzo ha un grado di gravità lieve, se il termine delle viti fosse anche pari al 100% comunque non comporterebbe un reale fattore con cui si potrebbe non riutilizzare il modulo.

I parametri d'analisi appena descritti saranno analizzati in maniera qualitativa, non è richiesto all'operatore di andare a contare il numero delle microcrepe per capire se è presente una quantità di difetti bassa, media o alta. Cioè volendo è possibile eseguire analisi dettagliate, ma è poco probabile che blocchi il processo di riutilizzo.

Di seguito è necessario costruire una tabella su tre assi che vada a mostrare il fattore di rischio. La tabella si ricava tramite il prodotto dei valori assegnati alla probabilità, alla gravità e al quantitativo di difetti, ottenendo un fattore di Rischio R (nel nostro caso $R_{max} = 36$). Le tabelle riportate di seguito sono caratterizzate dall'essere presenti sul piano probabilità che avvenga l'evento e gravità, non si nota l'asse dovuto alla quantità a causa di problematiche nella rappresentazione, ma ogni tabella è caratterizzata dal prodotto per un fattore relativo alla quantità di difetti. In primo luogo si identifica la tabella con una bassa quantità di difetti.

LIVELLO DI RISCHIO		3	2	1
		GRAVE	MEDIO	LIEVE
4	MOLTO PROBABILE	12	8	4
3	PROBABILE	9	6	3
2	RARO	6	4	2
1	IMPROBABILE	3	2	1

Tabella 7.3. Analisi dei livelli di rischio, per un basso quantitativo di difetti

Si osserva di seguito la tabella in caso di un medio quantitativo di difetti.

LIVELLO DI RISCHIO		3	2	1
		GRAVE	MEDIO	LIEVE
4	MOLTO PROBABILE	24	16	8
3	PROBABILE	18	12	6
2	RARO	12	8	4
1	IMPROBABILE	6	4	2

Tabella 7.4. Analisi dei livelli di rischio, per un medio quantitativo di difetti

E' possibile osservare la tabella contenente il livello di rischio con un alto quantitativo di difetti.

LIVELLO DI RISCHIO		3	2	1
		GRAVE	MEDIO	LIEVE
4	MOLTO PROBABILE	36	24	12
3	PROBABILE	27	18	9
2	RARO	18	12	6
1	IMPROBABILE	9	6	3

Tabella 7.5. Analisi dei livelli di rischio, per un alto quantitativo di difetti

In funzione del valore di R le celle della tabella sono colorate in maniera differente. Possiamo notare i seguenti criteri.

- Se $R \geq 18$ vuol dire che il rischio risulta **elevato**, quindi saranno richiesti certamente tutti i test possibili
- Se $9 \leq R \leq 17$ Il rischio è di **medio** livello, probabilmente sono necessari tutti i test, ma è da valutare, di base risulterà l'obbligo di almeno un test.
- Se $5 \leq R \leq 8$ Il rischio è **basso**, quindi abbiamo bisogno di test, ma dipenderà dalla tipologia di difetto il test in questione.
- Se $R \leq 4$ Il rischio è definito come **minimo**, è possibile non effettuare alcuna verifica, anche se è consigliabile un monitoraggio nel tempo.

Nota la struttura dello studio è possibile riprendere la precedente tabella dei difetti (vista nella sezione 7.1) ed andare ad imporre il grado di probabilità e la gravità che

caratterizza ogni parametro. Questo studio è necessario eseguirlo su una forte base di dati, per questo motivo in primo luogo si deve fare un'analisi dei dati (Capitolo 8), che sarà mischiata con quella vista nel capitolo 6.7.

Il capitolo prosegue mediante la spiegazione dei differenti metodi che possono essere utilizzati per identificare i difetti, partendo dalla misura dell'isolamento elettrico. La valutazione in funzione della presenza dei difetti è fortemente dipendente dalla tipologia del difetto, nel caso delle viti anche se la totalità delle viti fosse ossidata il problema non sarebbe particolarmente grave, mentre nel caso il numero delle microfessure fosse molto elevato, ovviamente aumenterebbe fortemente il numero di verifiche da fare sul pannello.

7.3 Misura della resistenza d'isolamento, Test di isolamento elettrico

La misura della resistenza di isolamento risulta un passaggio fondamentale per la comprensione della degradazione di un modulo fotovoltaico, nel caso il modulo non risulti più sicuro bisognerà sicuramente riciclarlo.

Il test della resistenza d'isolamento elettrico si effettua per verificare l'isolamento elettrico del circuito elettrico del modulo. Come abbiamo visto nel capitolo precedente il circuito elettrico del modulo può essere danneggiato per causa della corrosione o per il degrado dell'isolante, in entrambi i casi il circuito può andare a contatto con il telaio, con un ovvio problema per la sicurezza.

La prova prevede inizialmente di oscurare il modulo (per ottenere un funzionamento da carico) e cortocircuitare i terminali del pannello, per eliminare la carica residua. Successivamente tramite ad un tester ad alta tensione si collega il circuito di prova con il telaio del modulo. Lo schema del circuito è rappresentato in Figura 7.2.

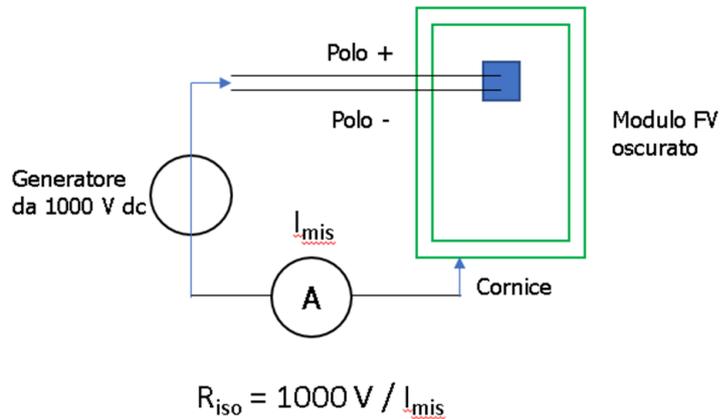


Figura 7.2. Si osserva lo schema elettrico che descrive il funzionamento di un test di isolamento su un modulo fotovoltaico

L'obiettivo del test è verificare che l'isolamento resista ad una tensione di $1000 V_{DC}$ per la durata di almeno un minuto. Nel caso si verificano archi elettrici la prova non è superata.

Se la prova viene superata si tarherà la resistenza (valori attorno alle centinaia di $M\Omega$) imponendo una tensione di $500 V_{DC}$. I dati sono stati presi dalla normativa IEEE 1262 e IEC 61215, nel caso i moduli abbiano una superficie superiore a $0,1 m^2$, la resistenza di isolamento deve essere $R_{ISO} \geq \frac{40M\Omega}{Superficie}$.

Si segnala che un guasto relativo alla continuità elettrica, non si andrà a riparare a meno che non sia evidente e con un tempo di riparazione molto rapido. Nel caso generale si andranno a scartare tutti i moduli con un continuità elettrica interrotta, perché oltre al malfunzionamento esiste un forte rischio sia per gli utenti (rischio scossa), sia per i moduli vicini (causa incendio).

7.4 Test di elettroluminescenza

Nella sezione relativa alle microfratture cellulari abbiamo nominato frequentemente questo test, perché consente di individuare facilmente le fratture e le microfratture nei moduli, spesso non visibili ad occhio nudo. Inoltre, consente anche di osservare disomogeneità nella struttura cristallina delle celle di silicio.

Il test sfrutta l'elettroluminescenza, capacità dei materiali di emettere fotoni (visibili

nel campo dell'infrarosso) se alimentati da una corrente. Per lo svolgimento della prova è necessario far funzionare la cella come un diodo, quindi impostare una condizione di irradianza nulla (notte o camera scura). Il modulo sarà alimentato con polarizzazione diretta e grazie alle condizioni spiegate precedentemente il modulo funzionerà come carico, l'alimentazione sarà impostata a circa alla sua tensione di circuito aperto.

Nella prova si può decidere che corrente I_{sc} raggiungere, normalmente si mantiene un valore pari alla metà della massima corrente di cortocircuito.

Nel periodo in cui il modulo risulta alimentato tramite una fotocamera ad infrarossi si andranno a scattare delle foto in modo da poter successivamente analizzare nel dettaglio i risultati ottenuti.

Questo metodo ha numerosi vantaggi e si va direttamente a scontrare con il test termografico, il test EL risulta migliore visto che è semplice da implementare, soprattutto dopo aver misurato la resistenza di isolamento.

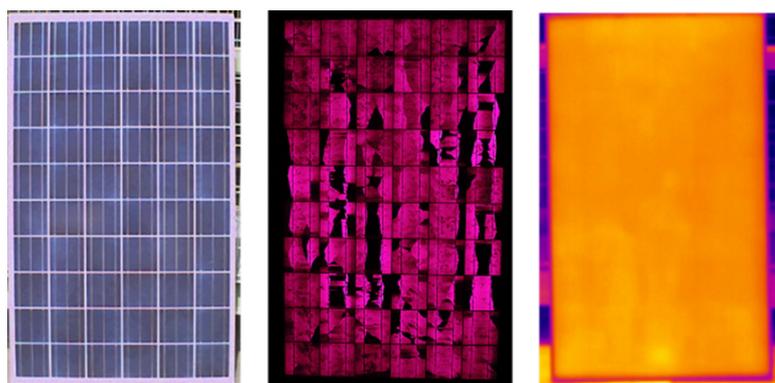


Figura 7.3. Si osserva nella figura la netta differenza tra i difetti visibili ad occhio nudo, quelli visibili grazie al test EL (b) e quelli grazie al test termografico (c)

In aggiunta produce dei risultati molto chiari e con tempi di acquisizione molto brevi. Consente anche di capire l'origine della microfrattura, andando a evidenziare se è stata originata in fase di produzione, assemblaggio, trasporto o per colpa di eventi atmosferici.

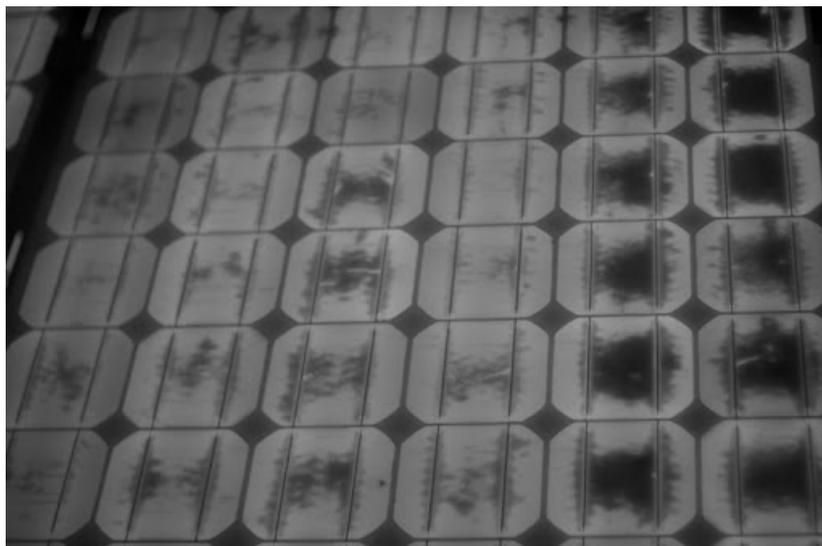


Figura 7.4. Nella figura possiamo vedere i risultati di un test di elettroluminescenza, possiamo notare le celle parzialmente e totalmente disattivate completamente disattivate

Si ricorda che grazie al test di elettroluminescenza è possibile individuare facilmente i difetti dovuti al PID e alla bava di lumaca.

Noti i difetti che possono essere identificati, si può affermare che se il 33% delle celle individuate dal test di EL sono scure allora il modulo risulta da scartare. La differenza tra celle scure e nere è netta, le celle nere sono completamente disattivate, mentre quelle scure hanno ancora una produzione dell'energia. Nel caso avessimo l'8% delle celle completamente nere allora secondo gli studi, che successivamente andremo a confermare con i nostri dati, dovremmo scartare direttamente il pannello.

7.5 Misura caratteristica I-V in ottica del riutilizzo dei moduli

La misura della caratteristica I-V è il test per eccellenza per la comprensione del reale degrado dei moduli e del quantitativo di efficienza che hanno perso e perderanno. Questa prova fondamentale è posizionata alla fine della trattazione sulle procedure per determinare se è possibile riutilizzare il modulo non a caso. Il motivo è situato nella

natura della prova, la più lunga e complessa da eseguire. Di conseguenza se è possibile predeterminare se scartare il modulo attraverso analisi più rapide, si otterrà un risparmio in termini di lavoro e di costi.

La misura della curva I-V può essere eseguita secondo differenti metodi (Carico a resistenza variabile, carico capacitivo, carico elettronico, amplificatore di potenza bipolare, alimentatore a 4 quadranti e con convertitore DC-DC), nella seguente trattazione si spiega il metodo più comune e quello ritenuto migliore. Il primo risulta il metodo del transitorio di carica di un condensatore. In questo caso si collega il modulo FV esposto al sole ad un condensatore inizialmente scarico. La procedura risulta abbastanza intuitiva, il condensatore scarico permetterà al modulo di lavorare in condizioni di cortocircuito, mentre si caricherà cambieranno le condizioni fino al raggiungimento del condensatore completamente carico. In questa condizione il modulo è come se lavorasse in circuito aperto, andando ad acquisire l'andamento della curva I-V. Una delle possibili problematiche può essere la qualità costruttiva del condensatore, nel caso fosse di bassa qualità la caratteristica ottenuta risulterebbe imprecisa. Questo è un aspetto non trascurabile per i costi.

Si riporta di seguito il circuito di misura utilizzato.

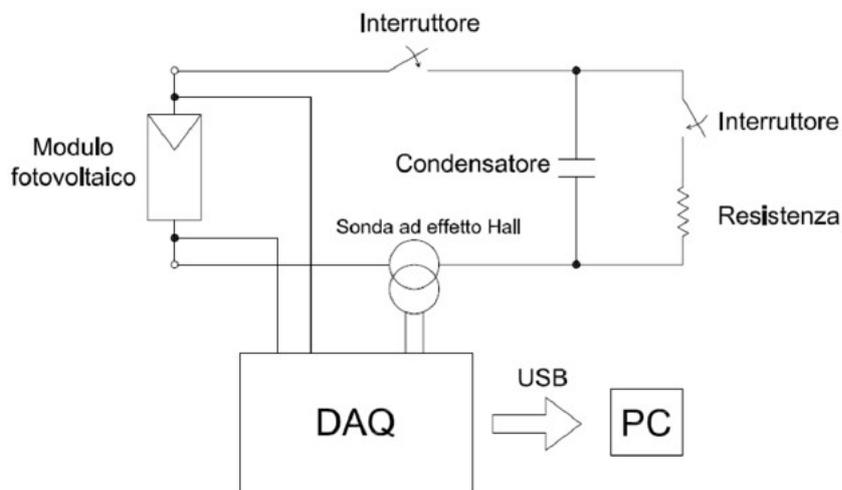


Figura 7.5. Si rappresenta il circuito di misura utilizzato per ricavare la curva I-V, mediante il metodo del carico capacitivo

Nella figura soprastante possiamo notare la presenza del DAQ (sistema automatico

di acquisizione dati) che ha il compito di monitorare la corrente e la tensione durante la carica del condensatore. Inoltre, si può osservare una resistenza in parallelo al condensatore, quest'ultima è necessaria per scaricare finita la prova il condensatore.

Il secondo metodo in analisi avviene mediante l'utilizzo di un convertitore DC-DC (buck-boost), l'analisi consiste nello sfruttare la capacità di emulare un resistore. La scelta del buck-boost è dovuta all'incapacità del buck di lavorare nei pressi della corrente I_{sc} e del boost di lavorare nei pressi della V_{oc} . La principale problematica di questo metodo risulta il ripple, che però può essere fortemente ridotto.

Di seguito possiamo osservare il circuito di misura.

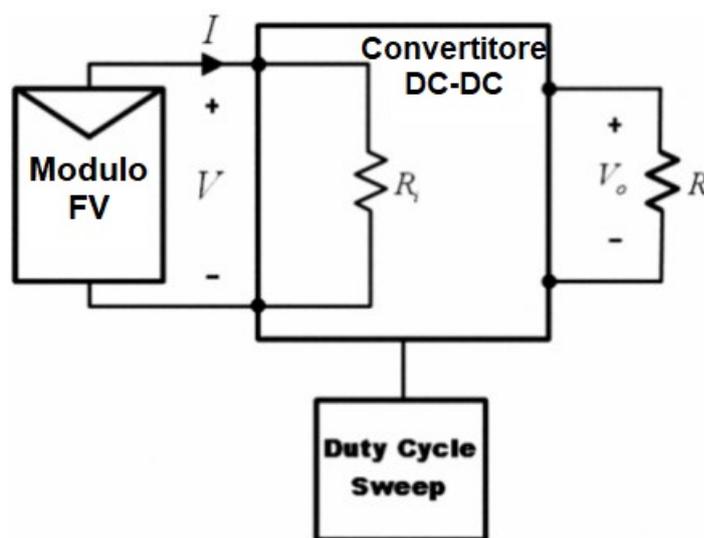


Figura 7.6. Si rappresenta il circuito di misura utilizzato per ricavare la curva I-V, mediante il metodo del convertitore DC-DC

Confrontando i due metodi si può osservare che il metodo con carico capacitivo ha dei costi elevati a causa del condensatore e del sistema di acquisizione e memorizzazione dei dati. Il metodo basato sul convertitore Buck-Boost ha dalla sua il costo nettamente minore, una grande affidabilità e la possibilità di compiere la misura in modo ciclico, l'aspetto negativo risulta la necessità di programmare il convertitore. Si ricorda che entrambi i moduli per ricavare la curva dovranno svolgere una prova all'esterno. Quindi è necessario segnalare tutti i dati che indicano la condizione nella quale è svolto il test (Irradianza, Temperatura, ...).

Risulta importante segnalare che i dati di targa del pannello sono riportati in condizioni standard, per questo motivo risulterà necessario mostrare le misure effettuate nelle stesse condizioni in modo da poter paragonare i risultati. La CEI EN 60891 (CEI 92-5) mostra tre differenti procedure per il riporto delle misurazioni alle condizioni STC.

In alternativa è possibile ricavare la curva direttamente in condizioni standard. In questo caso si seguirà la IEC 60904-3, nella quale si consiglia l'utilizzo di un simulatore solare (stazionario o a impulsi), in questo modo essendo una prova eseguita in una stanza si potrà regolare anche gli altri parametri di riferimento (es. Temperatura).

Sia che si usi una metodologia o l'altra, i principali parametri calcolati mediante questa procedura saranno:

- V_{oc} → per il calcolo il modulo deve avere il circuito aperto, le misure saranno eseguite poco prima del collegamento del condensatore.
- I_{sc} → il calcolo si esegue con una tensione variabile tra lo 0% e il 30% della V_{oc} . In funzione della tensione applicata si andrà a misurare la corrente, noti i valori si effettua l'interpolazione lineare, ci aspettiamo di ottenere una curva I-V approssimabile ad una retta.
- R_s → si calcola in questo caso eseguendo l'interpolazione lineare prendendo i valori della curva tensione corrente con una corrente $0A < I_{sc} < 1A$ viene calcolata eseguendo un'interpolazione lineare delle coppie di valori di corrente-tensione misurati che hanno corrente compresa, solitamente, tra 0 A e 1 A.

I parametri descritti li ritroveremo nella caratteristica I-V calcolata mediante il metodo sopra spiegato. Come anche visto nel capitolo relativo al PID, la caratteristica permetterà di comprendere parzialmente quali difetti sono presenti nel modulo. Inoltre, possiamo altri due parametri non nominati in questo capitolo, ma precedentemente spiegati nel capitolo 5, la P_{max} e il FF (Fill Factor).

La curva che andremo ad ottenere sarà simile a quella in figura 5.2.

Dopo un'attenta analisi, considerando una futura ritargatura dei moduli che hanno passato tutte le fasi descritte, bisogna decidere quanta potenza persa rispetto ai dati di targa risulta accettabile. Se si vorrà garantire almeno altri 10 anni di utilizzo,

considerando che un modulo quando perde il 50% della potenza è definito come da riciclare. Risulta necessario con una perdita annua del 1% avere un modulo con almeno una potenza di targa superiore al 60% della potenza di targa originaria. Per avere un riscontro sul degrado si consiglia di rivedere la sezione 6.8.

7.5.1 Identificazione dei difetti mediante la curva I-V

In tutti i capitoli precedenti abbiamo descritto i difetti che possono essere identificati con le differenti procedure per identificare i guasti, in questa sezione si vuole fare la medesima cosa. La descrizione è svolta pensando ad un modulo con una tecnologia a celle di silicio.

L'analisi della caratteristica I-V è certamente quella più completa e con i risultati più affidabili. Innanzitutto è importante saper leggere i parametri.

- La V_{oc} fa riferimento alla connessione tra le cellule
- La I_{sc} fa riferimento all'area della cella
- Il FF è dipendente dalla tecnologia del modulo FV.

Lo studio dei difetti è svolto mediante il confronto della curva ricavata con quella targata dal produttore (in caso di assenza si cercherà un termine di paragone). I difetti comunemente individuabili sono: celle non attive, rotture che riducono le prestazioni, cortocircuito del diodo di bypass.

Considerando i fenomeni di degradazione analizzati nei capitoli precedenti, ci aspetteremo in un modulo che d'essere dismesso la perdita della completa trasparenza, magari del motivo lattiginoso, dell'ingiallimento e lievi tracce di delaminazione. Questi difetti possono essere tutti racchiusi nell'abbassamento della corrente I_{sc} .

Ricordando sempre il capitolo relativo alla degradazione si sono segnalati dei fenomeni come il PID, il LID che portano all'abbassamento della tensione. In alternativa il calo della V_{oc} può essere causato da guasti nella connessione tra le celle, malfunzionamento della cella oppure corto del diodo di bypass.

Un altro termine che può variare nella caratteristica I-V è riferito alla pendenza, che però in funzione di come cambia avrà degli effetti differenti.

- a) Se avvenisse un calo della pendenza nei pressi della V_{oc} , vuol dire che è aumentato il valore della R_s (com'è anche logico dal circuito della cella rappresentato nel capitolo 5). I motivi per cui aumenta la resistenza in serie sono principalmente dovuti a fenomeni di corrosione o sui morsetti delle differenti interconnessioni oppure per causa della corrosione della junction box.
- b) Nel caso l'abbassamento della pendenza avvenisse nei pressi della I_{sc} , sempre riferendoci al circuito della cella possiamo intuire che la causa risiede nella R_{sh} . La variazione della resistenza di shunt normalmente dipende o da un ingiallimento non uniforme oppure a causa del mismatch.
- c) Se avvenisse un calo della pendenza nei pressi della massima potenza, in questo caso il calo della P_{max} potrebbe essere causato o nuovamente dal PID, oppure dalla corrosione eterogenea del rivestimento AR.

Nella figura di seguito sono rappresentati i tre differenti difetti causati dalla variazione della pendenza, più un'ultima casistica successivamente descritta.

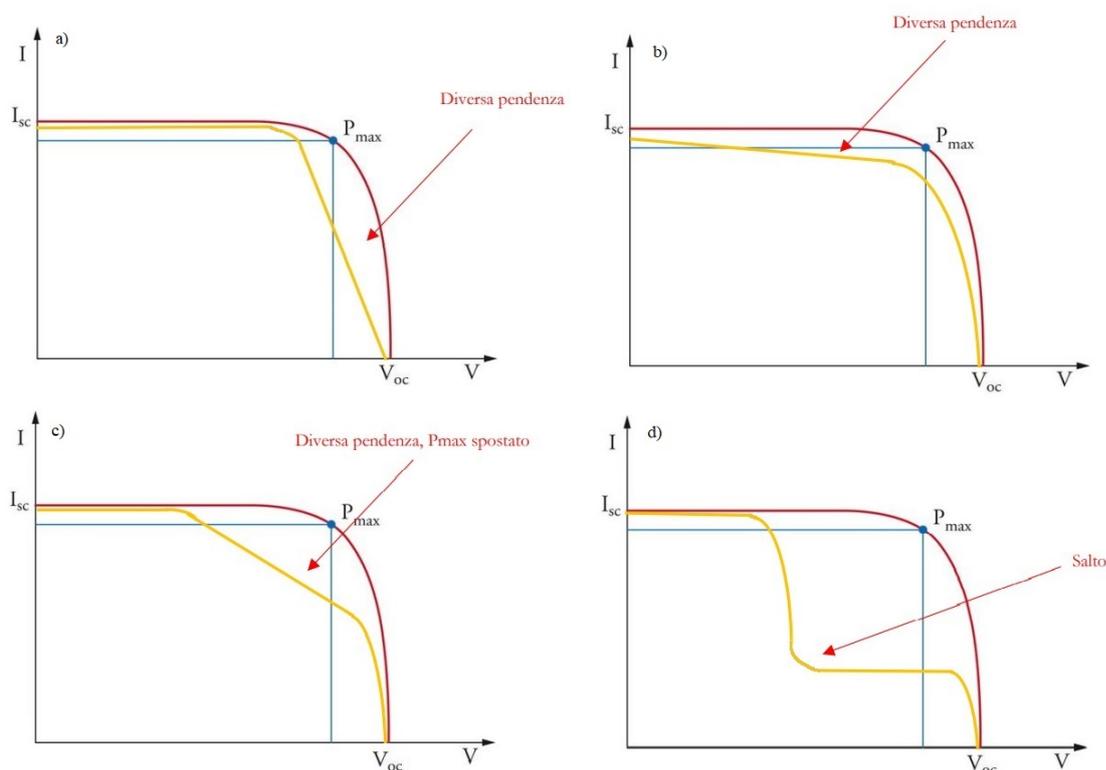


Figura 7.7. Sono rappresentati i differenti difetti dovuti alla pendenza nei grafici a),b),c). Nella figura d) è rappresentata la casistica del salto. In giallo è mostrata la curva post difetto

L'ultima casistica mostrata nella figura 7.7 è possibile definirla come un vero e proprio salto, quindi la traslazione verso il basso verticalmente e verso sinistra orizzontalmente della P_{max} . In questo caso dovrebbero essere presenti più effetti insieme, dal difetto al diodo di bypass a celle con fratture oppure potrebbe essere causato da un forte mismatch.

Tutte le variazioni della caratteristica I-V viste in questo capitolo, comportano un calo della potenza. Come abbiamo detto nel finale della sezione precedente accetteremo un calo delle prestazioni massimo del 40%, se maggiore il modulo verrà scartato.

Si nota che nelle precedenti sezioni non si è parlato della test termografia, non perché risulti inutile, anzi la procedura se eseguita su moduli che non stanno venendo dismessi è molto utile considerando anche la possibilità di svolgerla mediante droni. L'analisi non è stata svolta per due motivazioni, la prima è relativa al fatto che i moduli in

fase di analisi saranno già smontati dal sito in cui operavano. Quindi l'operatore può scegliere se eseguire il test EL o l'analisi termografica. Il secondo motivo è la completezza delle altre prove svolte. L'unico difetto potenzialmente non individuato dal test EL sono gli hot spot, che però saranno controllati in termini di prestazioni dall'analisi della caratteristica I-V.

Capitolo 8

Applicazione sperimentale, procedura di targatura

L'applicazione sperimentale consiste nell'analisi di 28 moduli, di cui 10 ISOFO-TON e 18 BP SOLAR, i primi installati nel 2000 e i secondi installati nel 2003, quindi entrambe le tipologie di pannelli sono caratterizzati dall'aver circa 20 anni di utilizzo. L'obiettivo di questo capitolo risulta quello di percorrere la strategia di valutazione spiegata e di fornire dei risultati quantitativi in modo da giustificare e caratterizzare l'analisi del rischio scritta nella sezione 7.2.

Si segnala che comunque lo studio è stato svolto nell'ottica di analizzare la completa degradazione, quindi alla fine tutti i 28 moduli se possibile (causa sicurezza elettrica) sono stati analizzati completamente, sia mediante l'analisi della resistenza d'isolamento, sia tramite il test di elettroluminescenza, sia anche con la caratteristica I-V. Questo è stato svolto nell'ottica di poter comprendere quali prove risultavano veramente necessarie. Il primo passaggio sarà caratterizzato dall'ispezione visiva.

8.1 Ispezione visiva

La procedura si è svolta in ottica di ricercare i difetti più gravi in ottica di verificare se i criteri imposti per scartare i moduli sono realmente quelli dichiarati.

Si ricordano i criteri in oggetto:

- Celle solari che si toccano fra loro o a contatto con il telaio → Non presenti
- Bolle nel incapsulante → non presenti
- Presenza di materiale estraneo (anche acqua) → non presenti
- Distorsioni o superfici appiccicose di materiali polimerici → non presenti
- Restringimenti e Crepe sul vetro frontale → non presenti

Sfortunatamente i difetti cardine imposti per scartare direttamente i moduli non sono stati rilevati nel nostro studio, quindi non si è potuto dimostrare nella pratica con i pannelli del Politecnico di Torino la correttezza di questi criteri. Tuttavia è da ricordare che questi criteri sono stati ricavati da altri studi presenti in bibliografia, nei capitoli precedenti sono presenti le relative motivazioni che giustificano la scelta dei criteri nell'elenco puntato. Quindi in base alla letteratura anche se non abbiamo potuto dimostrarne la validità, i criteri possono essere comunque considerati validi. Successivamente consci delle future misure e test che si svolgono sui moduli in analisi i difetti presenti sono stati analizzati in maniera qualitativa, quindi senza riportare esattamente i valori percentuali dei difetti presenti.

Si è notato la presenza nella totalità (quindi sono fenomeni molto probabili) dei moduli:

- Fenomeni di corrosione sia sui terminali che sui supporti, sia delle viti
- Ingiallimento
- Oscuramento
- Microcricche nelle celle
- Scolorimento dell'EVA



Figura 8.1. E' presente sulla sinistra il modulo 5 tra quelli BP SOLAR. Invece sulla destra è presente il modulo 5 tra quelli ISO FOTON

Successivamente è possibile identificare come difetti probabili:

- Parziale integrità della cornice, in questo caso si è considerato un buono stato della cornice, cornici anche con qualche graffio o leggeri segni di usura. Per questa motivazione il fenomeno non è definito come molto probabile.
- Degradazione delle scatole di giunzione, stesso discorso precedente
- Graffi sul vetro frontale

Dall'altra parte risultano dei fenomeni da noi riscontrati come rari:

- Bruciature
- Motivo lattiginoso
- Delaminazione

I restanti difetti non riscontrati sono ritenuti come improbabili.

Una piccola nota riguarda i difetti talmente gravi che causano direttamente il riciclo per i pannelli. Si segnala che per quanto non identificati i difetti citati, risultano in gran parte difetti rari o improbabili.

8.2 Misura della resistenza d'isolamento

La prova è già stata ampiamente spiegata, per questo motivo nella seguente sezione si riporteranno solamente i risultati dei valori misurati, prima per i moduli BP SOLAR e successivamente per quelli ISOFOTON. Si segnala che lo strumento utilizzato è il Fluke 1507.



Figura 8.2. Fluke 1507 strumento di misura utilizzato per valutare la resistenza di isolamento

Tabella contenete le differenti resistenze di isolamento dei moduli BP SOLAR, visto il numero di moduli la tabella si divide in parte 1 e 2:

Moduli BP SOLAR	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	
R_{iso}	G	1,054	0,99	1,895	2,064	1,427	1,992	2,3	1,037	1,111

Tabella 8.1. Resistenza d'isolamento per i moduli BP SOLAR (prima parte), tutti i parametri soddisfano i requisiti di sicurezza elettrica

Di seguito la seconda parte dalla tabella relativa ai pannelli BP SOLAR.

Moduli BP SOLAR	4A	4B	4C	5A	5B	5C	6A	6B	6C	
R_{iso}	G	1,5	1,44	1,602	1,41	3,4	1,132	1,121	2,3	0,767

Tabella 8.2. Resistenza d'isolamento per i moduli BP SOLAR (seconda parte), tutti i parametri soddisfano i requisiti di sicurezza elettrica

Tabella contenete le differenti resistenze di isolamento dei moduli ISOFOTON:

Moduli Isofoton	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
R_{iso}	G	1,35	1,04	0,92	1,024	0,993	1,171	1,02	0,815	1,038	0,77

Tabella 8.3. Resistenza d'isolamento per i moduli ISOFOTON, tutti i parametri soddisfano i requisiti di sicurezza elettrica

8.3 Test di elettroluminescenza

Il test è strutturato per evidenziare i difetti fisici presenti nei moduli, dalle macchie gialle che possono essere presenti superfici (possibili bruciature) alle microcrepe. Viene utilizzato se l'analisi visiva non è ritenuta sufficiente. Si ricorda che il criterio imposto nel capitolo 7.4 sulla base di differenti articoli, riguarda il 33% delle celle scure dell'analisi di elettroluminescenza. Quindi nel caso il 67% delle celle risultino intatte allora il test dovrebbe risultare superato.

Di seguito possiamo osservare la figura 8.3, nella quale notiamo la presenza di tre differenti moduli due BP SOLAR e uno ISOFOTON.

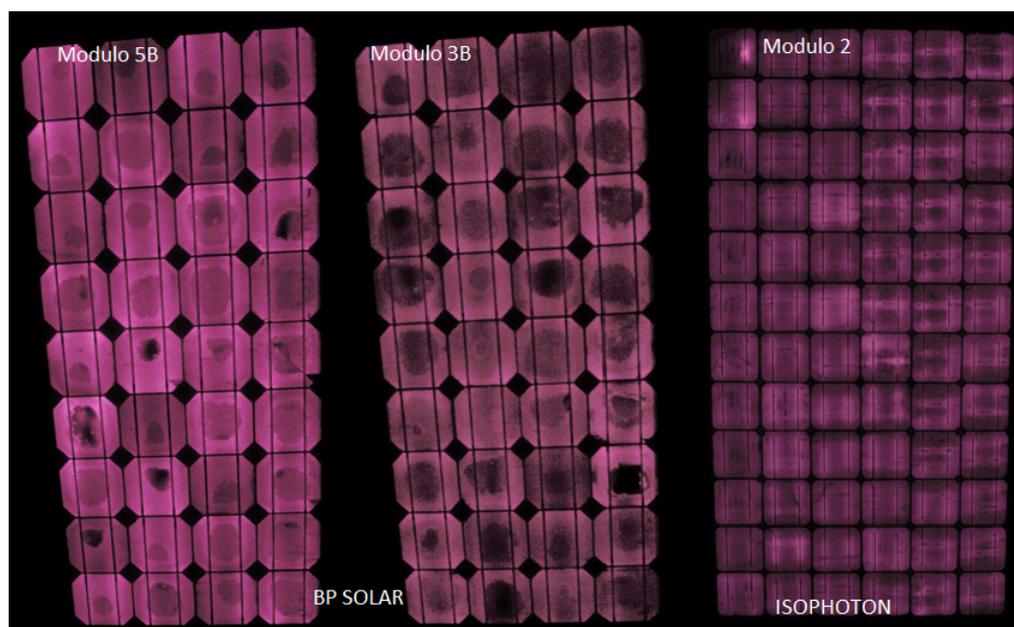


Figura 8.3. Si notano 3 pannelli FV sottoposti al test di EL, sul lato sinistro notiamo il Modulo 5B (BP SOLAR), in centro il 3B (BP SOLAR) e a destra il modulo 3 ISOFOTON

Si vuole porre attenzione alla percentuale di celle totalmente nere presenti sul pannello, come possiamo osservare in nessun pannello sono presenti molte celle nere, mentre risulta frequente il quantitativo delle celle scure.

Il criterio da verificare risulta complicato se affrontato in maniera quantitativa, perchè bisognerebbe comprendere il grado di scuro che porta a considerare il difetto e invece quale gradazione risulta trascurabile. Per avere la prospettiva dell'operatore si è deciso di contare solamente le aree molto scure, ottenendo come risultato dello studio delle foto sul modulo 3B una percentuale di celle scure pari al 25% delle totali (9/36). Il pannello analizzato è uno con il numero di difetti riscontrati più elevato e secondo il criterio imposto dovrebbe essere comunque accettato. Andremo a verificare la correttezza del criterio nella sezione relativa alla caratteristica I-V, nel caso il pannello non dovesse passare il test allora dovremo abbassare la condizione imposta nel criterio. I differenti difetti che possono essere identificati ed inseriti nella lista di interventi validi per un $R \geq 4$ con questo test sono:

- Bruciateure \rightarrow In questo caso il danno è evidenziato con un picco luminoso (figura 8.4)



Figura 8.4. Sulla sinistra si nota una piccola bruciatura, che causa nella figura di destra un hot spot, verificato tramite il test di EL

- Microcrepe
- Fratture delle celle
- Snail tracks

Questi difetti sono fortemente dipendenti dal quantitativo in cui sono presenti.

8.4 Caratteristica I-V

L'analisi della caratteristica I-V risulta il test fondamentale per comprendere se i criteri impostati risultano validi oppure no. Per questo motivo si è eseguita la misura della caratteristica sui 28 moduli presenti. Di seguito possiamo osservare le sezioni contenenti la metodologia svolta in termini pratici e non lo studio teorico già analizzato nel dettaglio nel capitolo 7.5.1. Per ricavare la caratteristica si utilizza il metodo del carico capacitivo.

8.4.1 Strumentazione utilizzata

Vista la metodologia in analisi, risulta necessario avere in primo luogo una capacità in parallelo ad una resistenza. Nelle misure svolte al Politecnico era a disposizione un box contenente per ogni componente uno switch, i componenti presenti sono il condensatore ($10mF$), la resistenza e il circuito di precarica (figura 8.5).

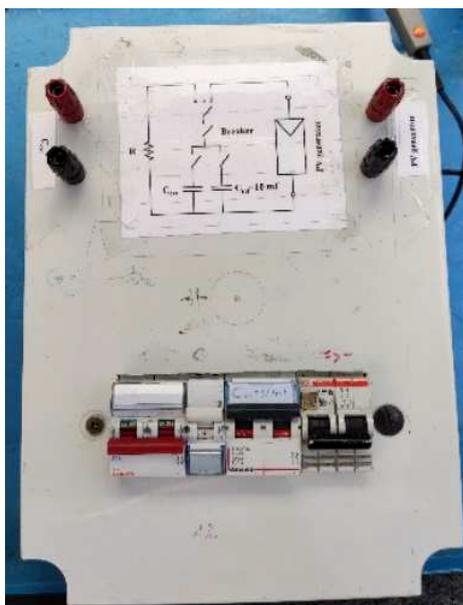


Figura 8.5. Box contenente il circuito di precarica, la capacità e la resistenza di scarica, con i relativi switch

Per effettuare la misura ed avere tutti i dati necessari, è necessario:

- misurare la tensione sui morsetti del modulo fotovoltaico, per questa operazione si è usata una sonda “Sapphire SI9002”, con un'incertezza dello $\pm 0,1\%$ nella misura della V_{oc} (figura 8.6).



Figura 8.6. Sonda differenziale di tensione, posizionata sui morsetti del modulo

- La misura di corrente è svolta tramite 2 sonde di corrente ad effetto Hall, "LEM-HEME PR30" (figura 8.7). E' necessario fare particolare attenzione al verso con cui è posta la sonda, altrimenti causa una misura errata nel segno. Inoltre si ricorda che l'incertezza relativa dovuta alle sonde nella misura dalla I_{sc} è pari a $\pm 1\%$.



Figura 8.7. Sonda di corrente ad effetto Hall, saranno presenti due sonde in fase di misura

- La misura di temperatura dell'aria avviene tramite un termostato, ovviamente durante la misura risulta necessario non lasciare la sonda al sole, perchè falserebbe il risultato (figura 8.8).



Figura 8.8. Sonda di temperatura per misurare il valore della temperatura ambientale

- La misura di temperatura delle celle avviene tramite un sensore Pt-100, che si conetterà tramite del nastro adesivo alla superficie posteriore del modulo in corrispondenza della cella (figura 8.9). L'incertezza assoluta della sonda è del $\pm 2^{\circ}C$.



Figura 8.9. Sonda di temperatura per misurare il valore della temperatura della cella fotovoltaica

- La misura dell'irradianza è svolta grazie ad un piranometro o solarimetro. Questo strumento è in grado di captare la radiazione solare e convertirla in un segnale elettrico. Il segnale si legge attraverso un multimetro come una tensione direttamente proporzionale all'irradianza. Il calcolo dell'irradianza risulta molto rapido svolgendo la proporzione. L'incertezza assoluta del nostro strumento è pari a $\pm 20 \frac{W}{m^2}$



Figura 8.10. Si nota lo strumento per avere la misura dell'irradianza in tutte le sue componenti, il piranometro

- La misura dell'irradianza viene anche svolta mediante una cella fotovoltaica,

anche se in questo caso la radiazione solare captata risulta principalmente quella perpendicolare al pannello. La cella come il piranometro dovrà essere collegata ad un multimetro per leggere la tensione.



Figura 8.11. Cella fotovoltaica per la misura dell'irradianza perpendicolare

L'ultima strumentazione che risulta necessaria è il DAQ (figura 8.12) analogico/-digitale per l'acquisizione delle misure di tensione e corrente. Il DAQ usato è il "NI USB-6251 BNC", con un frequenza di campionamento di 1.25 MSa/s ed una risoluzione di 16 bit.



Figura 8.12. Strumento per l'acquisizione dei valori misurati (NI USB-6251 BNC)

Impostati i collegamenti e collegato il DAQ al PC per la visualizzazione dei dati si è usato il software LabVIEW, dov'è possibile osservare i grafici dei dati raccolti. La

potenza visualizzata anche in funzione delle altre incertezze avrà un'incertezza relativa percentuale pari a $\pm 1\%$. Le misure fatte sono da riportare alle condizioni standard.

8.4.2 Procedura svolta per la raccolta dei dati

L'analisi dei pannelli viene svolta prendendo un modulo alla volta e posizionandolo al sole. Si effettuano i dovuti collegamenti, in modo da utilizzare tutta la strumentazione precedentemente elencata. Prima di eseguire una misura è importante aspettare che la temperatura della cella sia stabile e che le condizioni climatiche esterne non varino particolarmente. Normalmente si raggiunge una T_{cella} costante nell'arco di 10 minuti. Sarebbe ottimale inclinare il modulo in modo tale per cui risulti in condizioni standard, anche se l'operazione non risulta facile.

Se la temperatura della cella è stabile allora è possibile avviare da LabVIEW l'avvio della misura. Inizialmente come visto nel capitolo in cui si spiega la misura della caratteristica I-V bisognerà scaricare il condensatore (operazione di pochi secondi). Dopo aver scaricato il condensatore si sfrutterà il circuito di precarica, in modo da non lasciare il condensatore con una tensione esattamente pari a zero. In questa situazione si avvierà la raccolta dati tramite il DAQ andando a collegare il condensatore al pannello. Il risultato dell'operazione corrisponde con la caratteristica I-V.

Per ogni modulo si eseguono tre prove a distanza di pochi secondi, in questo modo è possibile andare a considerare anche le variazioni delle condizioni interne ed esterne al pannello. I dati raccolti per ogni prova sono: T_a (Temperatura ambiente in $^{\circ}C$), G (Irradianza misurata in $\frac{W}{m^2}$), T_c (Temperatura cella in $^{\circ}C$), P_{max} (Potenza massima in W), V_{oc} (Tensione con circuito aperto V), I_{sc} (Corrente di cortocircuito A).

Di questi dati sarà successivamente fatta una media per avere un valore affidabile per pannello.

8.4.3 Analisi dei risultati BP SOLAR

I moduli BP SOLAR sono caratterizzati dall'essere dei pannelli monocristallini a 36 celle, con i seguenti dati di targa:

$$P_{max} = 85 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 22,18 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 4,97 \text{ A}$$

FF = 77,1%

Nella tabella successiva si riportano i dati alle condizioni standard, i valori mostrati risultano la media delle 3 differenti misure fatte su ogni singolo pannello. I seguenti parametri risultano la base per le nostre analisi. La tabella contenente i 18 moduli per semplificare la visualizzazione è stata divisa in 2 parti, di seguito i primi 9 pannelli.

Dati in STC		1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C
Pmpp	W	70,64	70,47	71,62	66,44	69,10	68,52	71,84	73,60	67,17
Vmpp	V	17,28	17,77	17,72	16,77	17,96	17,27	17,78	18,13	17,16
Impp	A	4,09	3,96	4,04	3,96	3,85	3,97	4,04	4,06	3,91
Voc	V	21,84	21,81	21,83	20,77	21,64	21,33	21,82	22,14	21,21
Isc	A	4,49	4,28	4,42	4,39	4,22	4,42	4,41	4,49	4,33
Fill Factor		63,88%	70,59%	68,57%	67,88%	71,21%	67,81%	69,25%	69,49%	68,20%

Tabella 8.4. Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli BP SOLAR (prima parte), è richiesta una particolare attenzione ai parametri in analisi

Successivamente sono presenti gli altri 9 pannelli.

Dati in STC		4A	4B	4C	5A	5B	5C	6A	6B	6C
Pmpp	W	71,20	71,28	68,29	68,55	64,64	67,43	65,10	67,55	66,93
Vmpp	V	17,97	17,71	17,68	17,47	17,33	17,28	17,69	16,96	17,91
Impp	A	3,96	4,03	3,86	3,92	3,73	3,90	3,68	3,98	3,74
Voc	V	21,94	21,63	21,49	21,47	20,90	21,12	21,24	21,00	21,67
Isc	A	4,31	4,53	4,24	4,42	4,05	4,41	3,99	4,36	4,17
Fill Factor		70,73%	67,00%	69,66%	66,65%	72,61%	66,66%	72,61%	69,14%	69,04%

Tabella 8.5. Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli BP SOLAR (seconda parte), è richiesta una particolare attenzione ai parametri in analisi

Noti i dati di targa risulta logico analizzare quali moduli hanno perso più P_{max} , V_{oc} e I_{sc} . Il risultato osservando la tabella risulta chiaro. La massima potenza persa risulta collocata nel modulo 5B ($P_{max} = 64W$), la tensione con il circuito aperto invece risulta minore nel modulo 2A ($V_{oc} = 20,54V$). L'ultimo parametro di interesse, cioè la corrente di cortocircuito risulta minore nel modulo 6A con una corrente $I_{sc} = 3,99A$. E' anche interessante notare come il modulo 1A abbia il FILL FACTOR minore.

Potrebbe stupire che in questo caso non risulti un singolo modulo con tutte le caratteristiche peggiori, ma i moduli BP SOLAR per quanto soggetti alle medesime intemperie hanno subito fenomeni di degrado differenti nel tempo. Questo permette

di giustificare il perchè in alcuni casi è presente un degrado quasi nullo di tensione, ma al contempo elevato in corrente. Il pannello fotovoltaico con la maggiore perdita risulta il modulo 5B, il quale però non ha né la maggiore degradazione in tensione e neppure quella in corrente.

Di seguito sono riportati gli istogrammi contenenti le fasce di peggioramento in potenza, tensione e corrente in termini percentuali rispetto ai dati di targa.

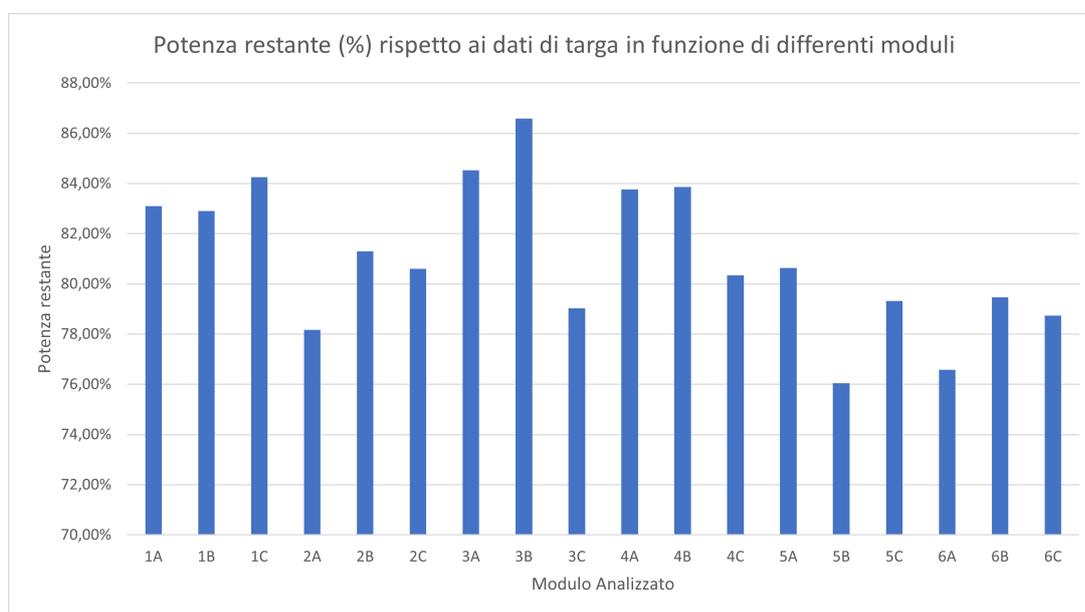


Figura 8.13. Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} per singolo modulo fotovoltaico

Nella figura 8.13 si osserva rapidamente come il modulo 3C risulti il modulo con la minore perdita di potenza, mentre la perdita possiamo notare che risulta abbastanza costante.

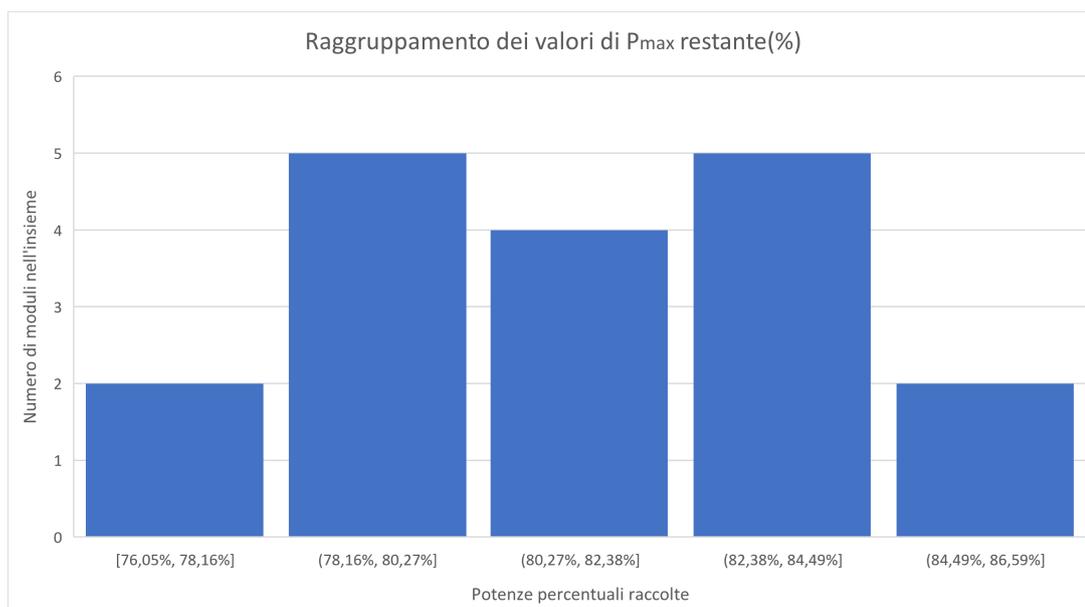


Figura 8.14. Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune

L'istogramma presente nella figura 8.14 risulta molto interessante, perché possiamo osservare come i moduli BP SOLAR di proprietà del Politecnico di Torino risultino particolarmente lodevoli rispetto a quelli presenti nello studio [14], vista la perdita media circa del 20 % in 20 anni. Inoltre, dal raggruppamento dei dati è possibile osservare come i moduli superino tutti il criterio del 60% della perdita di potenza, per questo motivo si può pensare di alzare la soglia al 70%, così da garantire dei moduli migliori all'utente finale.

Nella nostra casistica quindi tutti i pannelli fotovoltaici risultano idonei al superamento della prova, compreso il modulo 3B analizzato nel test di EL ed identificato come da verificare per la conferma del criterio. Il pannello ha una $P_{max} = 86,59\%$, quindi accettabile secondo il nostro criterio, che di conseguenza risulta verificato.

Di seguito si osserva il grafico contenente l'analisi per modulo delle correnti di cortocircuito.

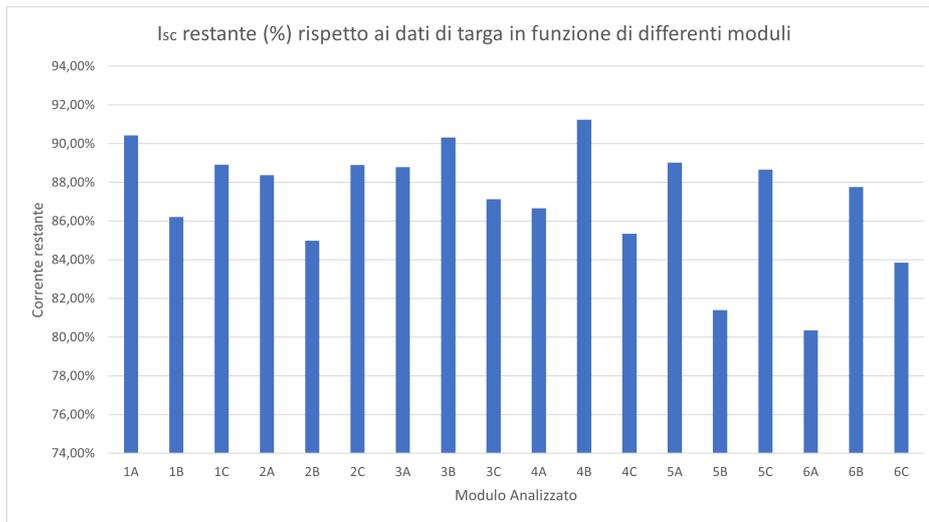


Figura 8.15. Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune

In questo caso risulta evidente come il modulo 6A abbia la corrente di cortocircuito minore rispetto agli altri. Si ricorda che questa tipologia di abbassamento della curva è del tutto attesa, visto la dipendenza della corrente con la perdita di trasparenza, l'ingiallimento e la delaminazione.

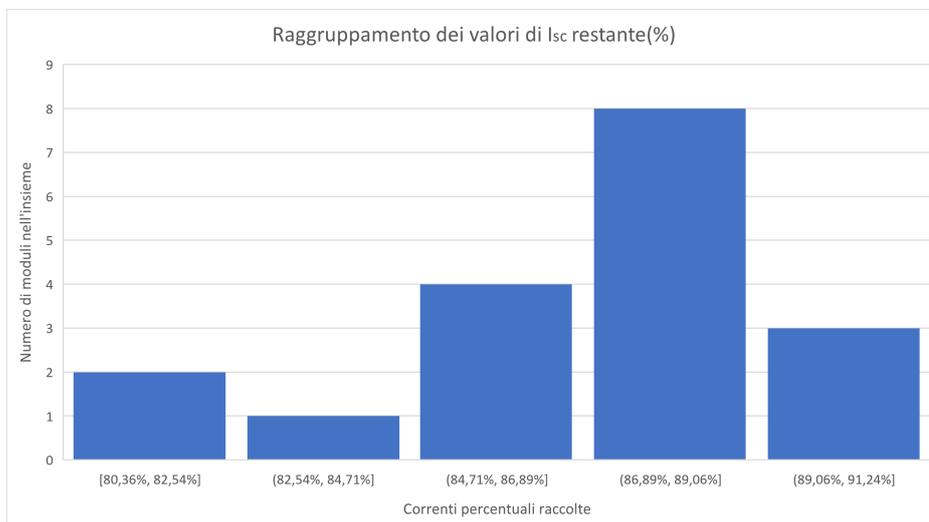


Figura 8.16. Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} per singolo modulo fotovoltaico

L'analisi per fasce di percentuali raccolte permette di evidenziare nuovamente la bontà dei pannelli studiati. Si può velocemente osservare come la gran parte dei pannelli non perda più del 15 % in corrente. L'ultimo studio riportato riguarda il valore della tensione di circuito aperto persa figura 8.17.

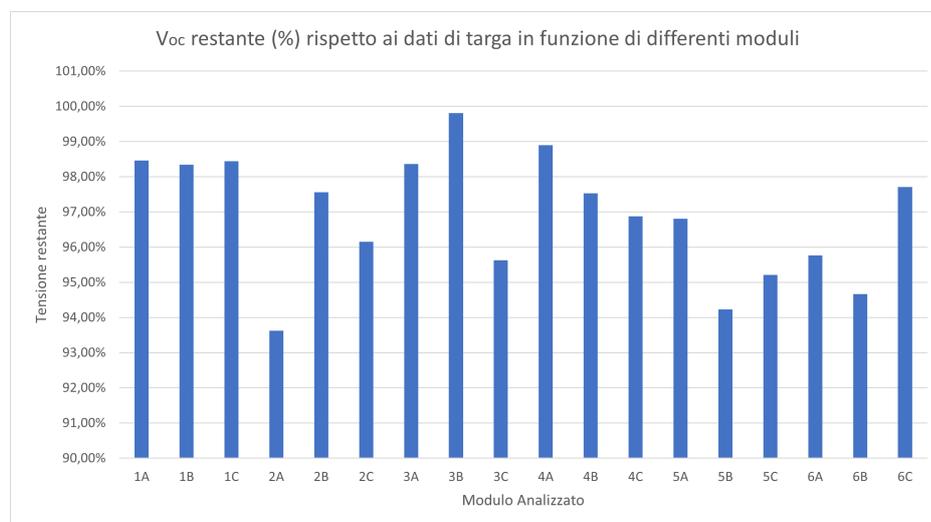


Figura 8.17. Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico

Nella figura sopra mostrata si nota rapidamente come il pannello 2A risulti il peggiore in termini di perdita della tensione, questa caratteristica indica probabilmente la presenza di effetti di degradazione come il PID.

Sempre molto interessante l'immagine di seguito.

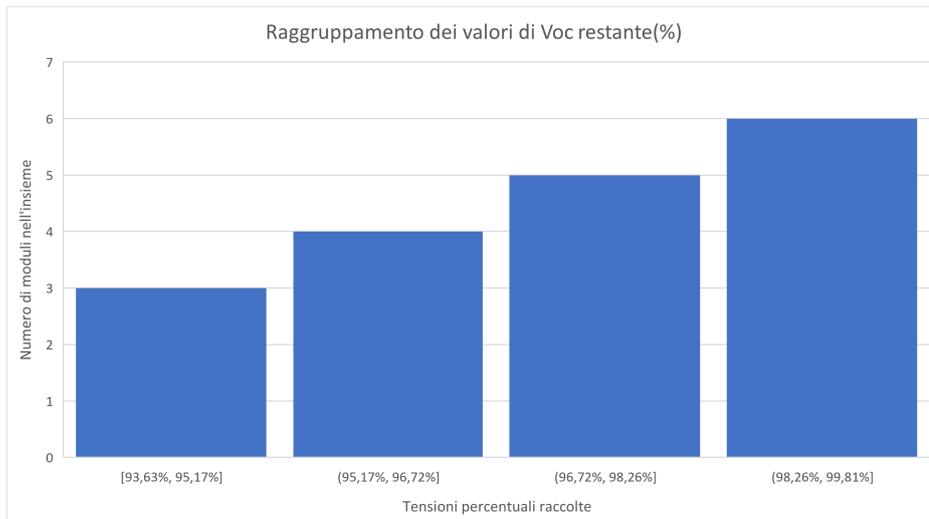


Figura 8.18. Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico

Nella figura 8.18 si nota come la tensione vari nettamente meno rispetto alla corrente, la nostra tensione peggiore risulta avere una variazione massima del 7%.

I risultati sui moduli BP SOLAR sono molto incoraggianti per una procedura di riutilizzo, visto che anche i moduli più critici hanno basse perdite rispetto ai dati di targa. Noti i risultati è possibile affermare che tutti i moduli fotovoltaici analizzati sono idonei alla procedura di riutilizzo.

Di seguito troviamo l'analisi dei risultati sui moduli ISOFOTON.

8.4.4 Analisi dei risultati ISOFOTON

I moduli ISOFOTON sono caratterizzati dall'essere dei pannelli policristallini a 72 celle, con i seguenti dati di targa:

$$P_{max} = 110 \text{ W}$$

$$V_{oc} = 43,2 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 3,45 \text{ A}$$

$$FF = 73,81\%$$

Il procedimento di analisi della seguente sezione è il medesimo di quella precedente. L'unica differenza risulta sul numero di pannelli in analisi, cioè 10 moduli, visto il

numero minore di pannelli in questo caso la tabella non è stata separata in due parti.

Dati in STC		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pmpp	W	85,28	81,17	88,89	89,12	94,44	90,34	92,72	89,63	94,07	92,03
Vmpp	V	33,03	31,42	34,24	33,83	34,54	34,44	33,92	33,84	34,60	34,37
Imp	A	2,58	2,58	2,60	2,63	2,73	2,62	2,73	2,65	2,72	2,68
Voc	V	42,52	40,85	42,21	42,84	43,37	43,09	41,71	42,79	43,39	42,96
Isc	A	2,81	2,93	2,88	2,99	3,03	2,97	3,01	2,94	3,04	2,99
Fill Factor		66,50%	63,19%	70,14%	65,85%	68,43%	67,12%	69,85%	67,13%	67,66%	67,80%

Tabella 8.6. Dati raccolti nelle condizioni standard per i moduli ISOFOTON, è richiesta una particolare attenzione ai parametri in analisi

Si studiano nuovamente i termini fondamentali P_{max} , V_{oc} e I_{sc} , osservando la tabella possiamo notare che: La massima potenza persa risulta collocata nel modulo 2 ($P_{max} = 81,17W$)

La tensione con il circuito aperto risulta minore sempre nel modulo 2 ($V_{oc} = 40,85V$). Invece, la corrente di cortocircuito risulta minore nel modulo 1 con una corrente $I_{sc} = 2,81A$.

E' anche interessante notare come il modulo 2 abbia il FILL FACTOR minore.

In questa casistica esiste un pannello nettamente peggiore, con tensione e potenza minori rispetto agli altri moduli, è essenziale valutare se il pannello è da scartare o no.

Di seguito sono riportati gli istogrammi contenenti le fasce di peggioramento in potenza, tensione e corrente in termini percentuali rispetto ai dati di targa.

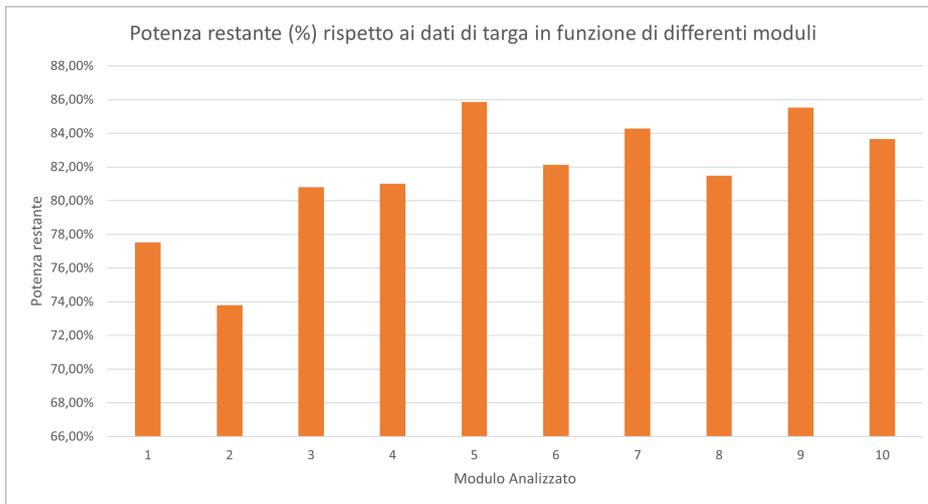


Figura 8.19. Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} per singolo modulo fotovoltaico

Nella figura 8.19 si osserva rapidamente come il modulo 2 risulti il modulo con la maggiore perdita di potenza, in questo caso il modulo è al limite del criterio impostato, anche se comunque è accettabile. In generale è possibile vedere come i moduli ISO-FOTON risultino leggermente peggiori di quelli BP SOLAR, anche se non in termini significativi.

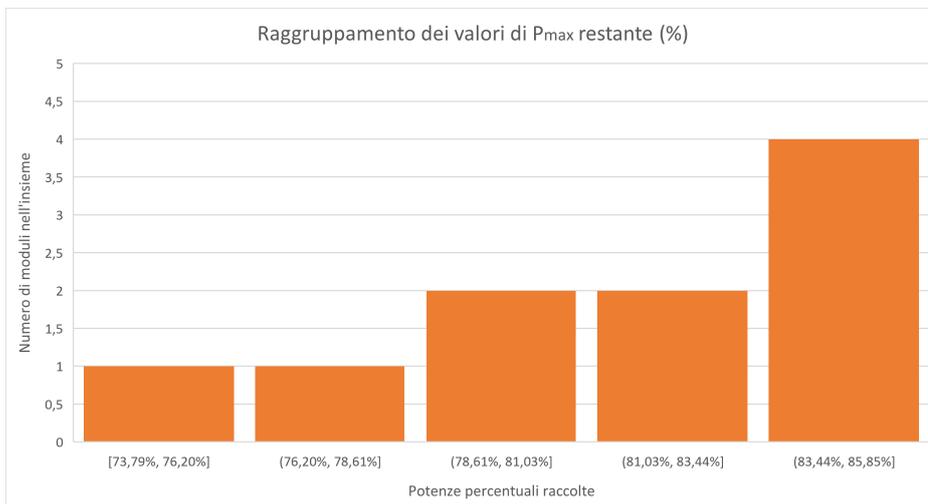


Figura 8.20. Istogramma contenente le differenti percentuali della P_{max} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune

L'istogramma presente nella figura 8.20 è di particolare rilevanza visto che permette di comprendere come i moduli siano maggiormente racchiusi in una fascia con una perdita percentuale media inferiore al 1% annuo. I risultati osservati nell'analisi dei pannelli ISOFOTON, permette di confermare la modifica del criterio andando ad impostare una soglia di accettazione pari al 70%.

Di seguito si osserva il grafico contenente l'analisi per modulo delle correnti di cortocircuito.

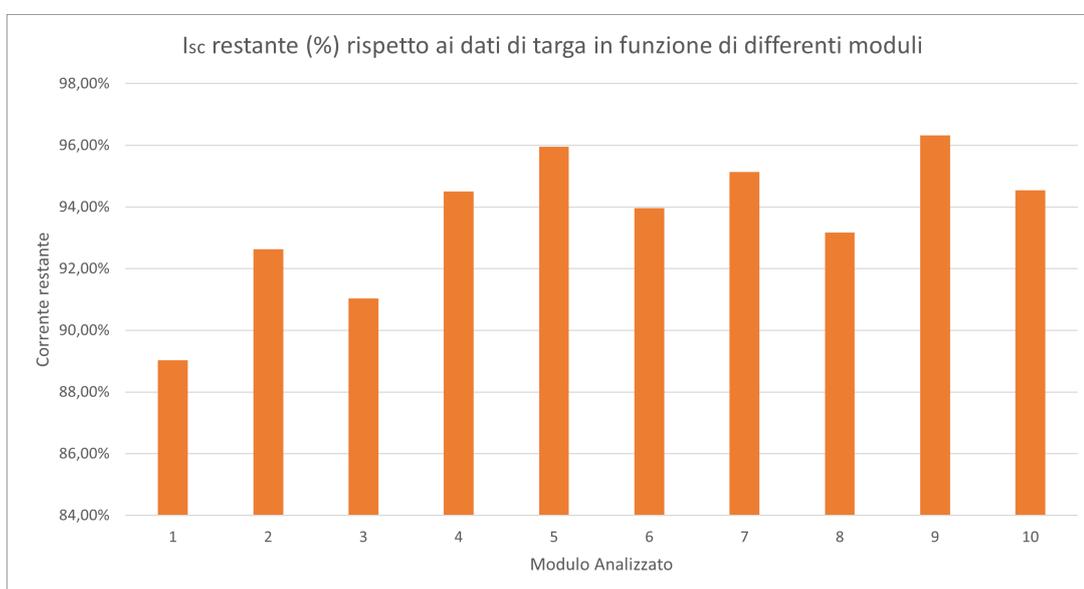


Figura 8.21. Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} raccolte in modo da evidenziare le fasce di peggioramento comune

Il grafico in figura 8.21 è interessante perchè permette di osservare che la perdita percentuale per i moduli in termini di corrente è decisamente bassa. Il risultato è anche confermato dall'ispezione visiva nella quale non si erano individuati particolari segni di ingiallimento o di delaminazione.

Il pannello peggiore come segnalato prima risulta il modulo 1.

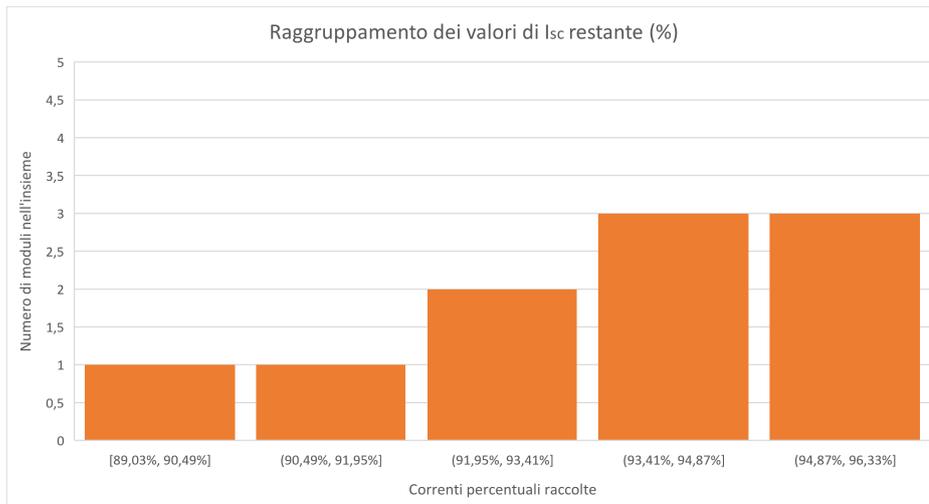


Figura 8.22. Istogramma contenente le differenti percentuali della I_{sc} per singolo modulo fotovoltaico

L'analisi per fasce di percentuali raccolte permette di evidenziare nuovamente la bontà dei pannelli studiati. Si può velocemente osservare come la gran parte dei pannelli non perda più del 7 % in corrente. L'ultimo studio riportato riguarda il valore della tensione di circuito aperto persa figura 8.23.

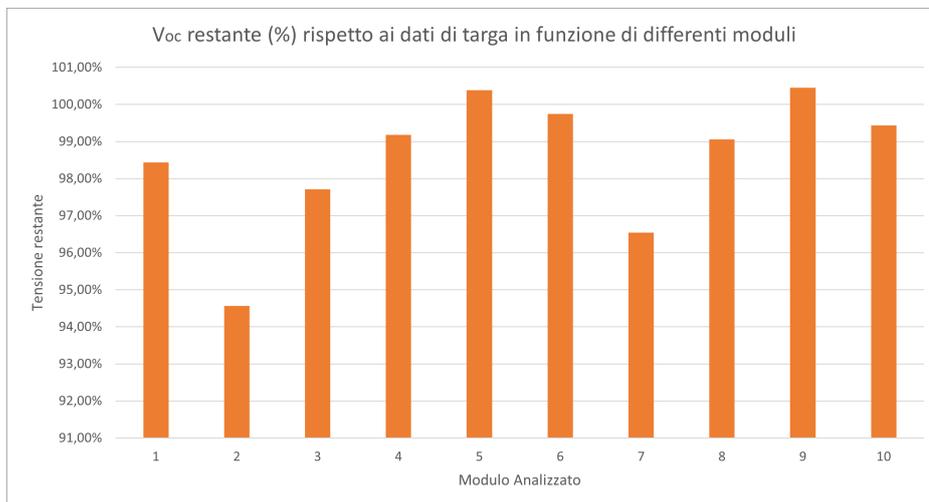


Figura 8.23. Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico

Nella figura sopra mostrata si nota rapidamente come il pannello 2 risulti il peggiore in termini di perdita della tensione, questa caratteristica indica probabilmente la presenza di effetti di degradazione come il PID. Inoltre, il modulo 2 è evidentemente minore degli altri, andando a creare un caso unico rispetto alla media. Media studiata tramite le fasce dell'immagine di seguito.

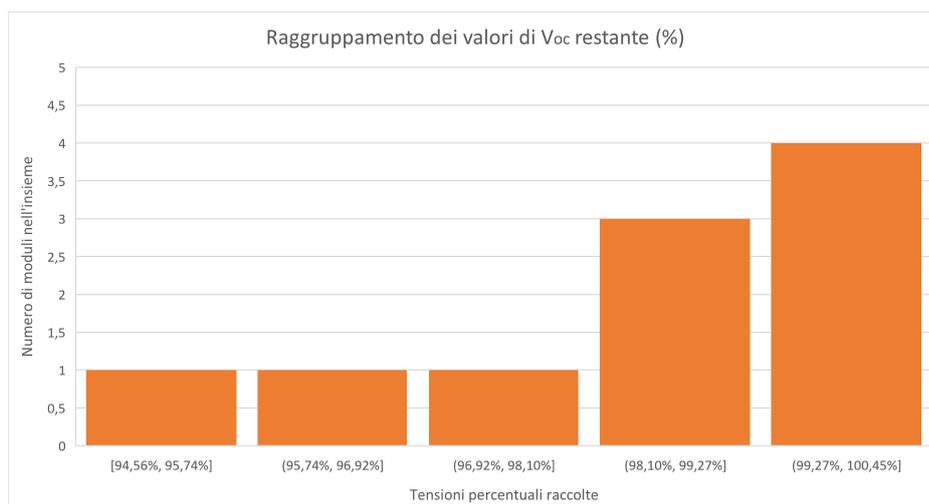


Figura 8.24. Istogramma contenente le differenti percentuali della V_{oc} per singolo modulo fotovoltaico

Anche con i seguenti moduli è mostrato il trend in cui la tensione varia nettamente meno rispetto alla corrente, la nostra tensione peggiore risulta avere una variazione massima del 6%.

8.4.5 Conclusioni

Si segnala che l'analisi delle performance relative alla curva I-V ha portato dei risultati molto positivi, che risultano da confermare con un campione di moduli superiore in modo da ottenere statistiche più precise e migliorare la struttura della procedura d'analisi attraverso il fattore di rischio.

Come premessa è importante segnalare che il massimo rischio segnalato comprendeva il livello medio, quindi con l'obbligo di eseguire almeno una procedura per il controllo del modulo.

Il risultato più eclatante riguarda il numero di moduli con una resistenza d'isolamento accettabile per mantenere la sicurezza elettrica e con la caratteristica I-V con una perdita della potenza inferiore al 30%. Questi criteri risultano superati da tutti i moduli BP SOLAR e ISOFOTON. Si ricorda il criterio inizialmente imposto, cioè che la potenza di picco misurata dovesse essere almeno pari al 60% della potenza di targa. I risultati ottenuti sono comunque discordi allo studio realizzato e citato [14], la motivazione è imputabile alle condizioni climatiche differenti, l'anno di produzione dei moduli presenti nello studio spagnolo e la differente marca dei moduli. Il produttore in ottica della procedura di riutilizzo è un aspetto particolarmente rilevante, perchè in funzione della qualità costruttiva con cui sono realizzati i pannelli si verificheranno più o meno difetti, conseguenti a fenomeni di degrado.

Riprendendo strettamente i risultati in questo capitolo è possibile affermare che la procedura di analisi illustrata risulta valida. L'ultimo passaggio obbligato per il completo svolgimento della Tesi risulta uno studio economico in ottica del mostrare in quali casistiche conviene attivare la procedura di verifica dei moduli.

Capitolo 9

Studio economico

Il punto di partenza dell'analisi economica risulta il costo al Wp dei pannelli nuovi. Grazie agli attuali standard raggiunti è possibile acquistare spendere circa 0,2/0,3 € al W. I conti con cui procede lo studio si baseranno su un costo medio al W di 0,25 €/W. Questa stima di costo è stata ricavata dalle seguenti fonti ([6], [5]).

Partendo da questa informazione un pannello da 94 Wp (W di picco) come il modulo ISOFOTON 9 verrebbe a costare circa 24 €. Invece se analizzassimo il caso peggiore (modulo 5B) dove la potenza $P_{max} = 64,4W$ dovremmo avere un costo di circa di 16,16€. Il prezzo stimato può sembrare molto basso, ma se si pensa a pannelli dalle potenze più elevate, come 400 Wp risulta un prezzo attorno ai 100 €, valore credibile per moduli appena usciti dalla fabbrica, andando ad escludere la tassazione, il costo degli inverter e ovviamente la manodopera per il montaggio.

Dal lato del riutilizzo la logica di base porta a dire che i costi dovrebbero essere inferiori. Per quale motivo si afferma che in teoria il costo al W dovrebbe essere minore? La risposta è intrinseca nei parametri di costo totale per la produzione del modulo, escludendo il costo di trasporto delle materie prime, bisognerà acquistare i materiali, lavorarli ed assemblarli. Successivamente quando il modulo uscirà dalla fase di produzione si eseguiranno i test visti nei capitoli precedenti per comprendere se il modulo è vendibile oppure se qualcosa non ha funzionato nel processo produttivo. La procedura di riutilizzo andrebbe ad abbattere i costi produttivi e manterrebbe solamente i parametri dovuti alla verifica del corretto funzionamento del pannello.

Dal punto di vista del produttore che vuole iniziare a rivendere moduli riutilizzati

si prospetta una problematica fondamentale, cioè investire su macchinari che eseguiranno le dovute verifiche sui pannelli oppure affidarsi ad operatori, come svolto nello studio della seguente tesi.

Si inizia dall'analisi del costo orario di lavoro di un operatore, attualmente le verifiche elettriche sono regolate dal DPR 462/01, nel testo ovviamente non sono presenti le verifiche in ottica del riutilizzo dei pannelli fotovoltaici, data la mancanza di normativa. Tuttavia si è deciso di prendere spunto da questo documento per stimare un ipotetico costo orario di un operatore, dato che risulta simile in termini di preparazione richiesta all'ispettore dei moduli. Il tariffario nazionale per la verifica delle messe a terra indica un pagamento orario per l'operatore pari a 93 €/h.

Note le premesse si riprende la tabella di rischio e si ragiona sul tempo richiesto a modulo per svolgere le differenti prove, in questo caso i dati sono impostati dall'esperienza di analisi svolta.

Di seguito la tabella con la stima dei tempi che l'operatore dovrebbe impiegare per effettuare le verifiche su un singolo modulo.

Test moduli fotovoltaici	Tempo in minuti	Costo Rischio Elevato	Costo Rischio Medio	Costo Rischio Basso	Costo Rischio Minimo
Ispezione visiva	5	7,75 €	7,75 €	7,75 €	7,75 €
Analisi del rischio	5	7,75 €	7,75 €	7,75 €	7,75 €
Resistenza di isolamento	5	7,75 €	7,75 €	7,75 €	0,00 €
Elettroluminescenza	5	7,75 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Curva I-V	15	23,25 €	23,25 €	0,00 €	0,00 €
Tempo totale	35	54,25 €	46,50 €	23,25 €	15,50 €

Tabella 9.1. Durata e costi della procedura di ispezione di dei generici moduli fotovoltaici in funzione del livello di rischio

Osservando la tabella 9.1 si nota come si sia sfruttato il differente livello di rischio in modo da stimare un costo. La procedura con rischio minimo permette di avere il costo in assoluto minore, tuttavia comunque paragonabile all'acquisto di moduli nuovi. Nella casistica in cui il pannello abbia una potenza elevata potrebbe anche essere vagliata la possibilità di svolgere i test solamente mediante l'operatore. Bisogna sottolineare che anche se il rischio è minimo risulta necessario targare nuovamente i moduli e di conseguenza svolgere la caratteristica I-V. Inoltre, per motivi di sicurezza è certo l'obbligo di svolgere la misura della resistenza di isolamento. Quindi anche dove non risultasse necessario (Rischio minimo) queste analisi dovranno essere svolte. Il risultato è che la stima svolta per i moduli di livello basso e minimo in tabella 9.1 non può essere confermata, perchè i test I-V e della R_{iso} risultano obbligatori.

Poste le premesse risulta chiaro che il minimo costo che un produttore dovrà sostenere sarà di 46,50 € a pannello, prezzo sicuramente fuori mercato su moduli di taglia piccola (comparabile dai 200 Wp in su). Inoltre, è vero che nel nostro studio i moduli di rischio medio hanno passato tutti la prova, ma risulta comunque probabile che non tutti i moduli superino i test, così generando un costo di svolgimento del test senza un possibile ricavo. Non è possibile fare stime su quanti moduli con i rischi elevato, medio e basso passino le differenti prove a causa del basso numero di moduli analizzati nel nostro studio. Sicuramente i pannelli con il rischio minimo di cui abbiamo un buon numero di moduli è possibile affermare che quasi certamente passeranno tutti i test, come nel nostro caso anche i moduli con rischio minimo, di questa casistica però non ci si azzarda a fare stime su quantitativi elevati.

L'analisi mediante operatori si ritiene completamente svantaggiosa per un qualsiasi produttore a meno che non si analizzino moduli con una potenza di almeno 300 Wp e con rischio minimo o basso, dove si considera che i moduli scartati risultino nettamente inferiori rispetto a quelli accettati, in questo modo è possibile non pagare il test EL e i costi di spostamento.

L'alternativa reale per garantire un prezzo minore risulta essere svolgere i differenti test grazie all'ausilio delle macchine. La problematica risulta la linea di verifica svolta da macchine per i moduli neo prodotti è impiegata nella catena di produzione. Per lo sfruttamento dei medesimi macchinari per il riutilizzo il produttore dovrebbe prevedere un investimento iniziale non indifferente. L'investimento può essere giustificato solo da un elevato quantitativo di moduli, quindi che permettano di ripagare la spesa fatta.

Andando a concludere la seguente parte economica è possibile affermare che finché è previsto solamente un controllo svolto da un tecnico specializzato, l'operazione di riutilizzo difficilmente risulta conveniente. Nel nostro caso, nonostante i 28 moduli riescano a superare tutti i test, se considerassimo il costo precedentemente motivato di 46,50 € a pannello il costo totale sarebbe di 1085 €. Invece, comprare i medesimi pannelli costerebbe 534,52 €, questo vuol dire che nel nostro caso l'operazione di riutilizzo non è conveniente, nè per il produttore nè per il cliente.

Nel caso in cui l'analisi fosse stata fatta con un simulatore solare la procedura sarebbe risultata certamente più conveniente rispetto all'acquisto di nuovi moduli. Come già detto risulta necessario un volume di pannelli tale per cui con un incremento rispetto al costo di analisi si ripaghi il macchinario e successivamente aumentino gli introiti.

Capitolo 10

Idee di riutilizzo

Nel seguente capitolo come da titolo si vuole cercare di dare delle possibili idee per il riutilizzo dei moduli fotovoltaici. Su questo ambito ovviamente il materiale risulta molto scarno perché attualmente non esiste un mercato dei moduli dismessi.

Il principale vantaggio di questi pannelli è che non hanno costi di produzione, visto che si possono considerare smaltiti nel periodo operativo precedente. Questo consentirà al produttore di avere solamente la spesa di verifica del corretto funzionamento degli stessi. Per questa motivazione possiamo aspettarci un prezzo di vendita nettamente inferiore rispetto a dei moduli nuovi.

Il dubbio che però risulta subito evidente è per quale motivo un acquirente dovrebbe interessarsi e valutare l'acquisto. La prima risposta, in parte anticipata in precedenza, è il basso prezzo, la seconda invece riguarda il target di mercato dei moduli in questione. Infatti, il possibile utente finale non dovrebbe essere colui che sostituisce i propri moduli, perché logicamente chi chiede il revamping vuole avere un sistema per produrre energia più efficiente e non meno. Gli utenti a cui potrebbero essere destinati questi moduli di base non dovrebbero potersi permettere i moduli di nuova generazione, causa costi inaccessibili. Sicuramente dovranno avere un elevato spazio inutilizzato, in modo tale da poter fare un investimento e non dover badare troppo all'effettiva efficienza.

Noti questi parametri i possibili utenti finali possono essere facilmente individuati, ricordando le analisi dei trend di sviluppo del fotovoltaico a livello europeo e mondiale. Di base ogni paese che non può investire su una fonte come il fotovoltaico in questo

modo rientrerebbe in gioco, favorendo, a costi estremamente contenuti, una produzione di energia pulita, utile anche, ad esempio, per il futuro avvio di una transizione ecologica.

Questa operazione ovviamente risulta vantaggiosa sia lato venditore che prolunga la vita dei propri moduli ottenendo un introito, sia lato acquirente perché consente la possibilità di produzione dell'energia elettrica a un prezzo accessibile. Inoltre, è vero che l'utente finale ottiene dei moduli meno efficienti, ma validati secondo i criteri riportati nel Capitolo 7 e con una durata garantita di almeno 10 anni. I punti elencati dovrebbero permettere la futura nascita di una nuova fascia di mercato.

Capitolo 11

Conclusioni

Riprendendo l'introduzione della tesi, il primo obiettivo posto riguardava lo studio delle procedure di smaltimento dei pannelli fotovoltaici, questo aspetto è stato ampiamente trattato riprendendo le normative rilasciate dal GSE e dal RAEE. In particolare l'analisi dello smaltimento dei moduli è caratterizzata da una duplice possibilità: il riciclo ed il riutilizzo.

La prima è prevista dall'attuale normativa e presentata nel terzo capitolo della trattazione. All'interno di questa, sarà necessario porre attenzione alla differente tipologia dei pannelli. Inoltre, in questa sezione, vengono investigati gli aspetti economici legati a questa procedura, risultando fortemente influenzati dai volumi trattati. La più comune metodologia di riciclo è attualmente la frammentazione, in alternativa è possibile sfruttare la delaminazione, processo più efficiente, ma non testato su un elevato numero di moduli. Per quanto concerne la seconda possibilità, questa consiste nel riutilizzo dei moduli, casistica presa in considerazione dopo l'apertura in tal senso da parte del GSE (Gestore Servizi Energetici). Tuttavia, attualmente, la procedura considerata risulta essere priva di normativa. In questo contesto, il presente lavoro di tesi mira a proporre dei criteri, attualmente assenti, per il riutilizzo dei moduli fotovoltaici dopo la fine della loro vita utile. Infatti, l'analisi si concentra su moduli aventi almeno 20 anni di vita in attivo, non rientrando, quindi, nella garanzia di conformità fornita dal produttore.

Lo studio dei criteri è fortemente dipendente dai difetti che possono essere riscontrati nei moduli. A tal proposito, per eseguire una corretta identificazione dei difetti

presenti in moduli a fine vita, si analizzano in via preventiva i principali fenomeni di degrado. Noti i parametri caratterizzanti i difetti, si è proposta una procedura di analisi, che possa essere svolta da un operatore tecnico durante la valutazione del riutilizzo dei moduli.

La prima fase corrisponde all'ispezione visiva. In tal senso, si prevede la presenza di un operatore che in adempimento della normativa compili una tabella appositamente creata, indicando i possibili differenti difetti presenti e la relativa percentuale di modulo interessata. La verifica sarà qualitativa, in modo da non richiedere una tempistica eccessivamente elevata. La scala qualitativa utilizzata per identificare la gravità dei possibili difetti ha i seguenti indici di presenza dei difetti: minimo, basso, medio o alto. In seguito all'ispezione visiva, i moduli con difetti gravi e rilevabili ad occhio nudo vengono scartati. Successivamente, si esegue l'analisi del rischio. Questa procedura è caratterizzata dalla collocazione dei possibili difetti nel modulo negli spazi di una tabella di rischio. Questa tabella differenzia i difetti riscontrabili in funzione di tre parametri: la probabilità che siano presenti determinati difetti, la quantità degli stessi e la gravità. A questi termini sono stati assegnati differenti numeri crescenti in modo da indicare l'aumento del rischio. L'analisi del rischio consiste nel ricavare un parametro R dato dal prodotto dei tre termini. Per semplicità di rappresentazione lo studio è stato svolto in 2D in modo da generare 3 tabelle, riportate nel capitolo 7.2, nello stesso capitolo si indicano i valori di R per cui variano le fasce di rischio.

In funzione del tasso di rischio calcolato, si può scegliere tra differenti test possibili: Test di isolamento elettrico, Test di elettroluminescenza e Misura della curva caratteristica corrente-tensione (I-V).

Per garantire all'utente finale il buon esito della procedura di valutazione, si è deciso di rendere obbligatoria la misura della resistenza di isolamento. In aggiunta, prima di una possibile rivendita dei moduli, è essenziale eseguire una nuova targatura e, dunque, il test della curva I-V.

La procedura descritta precedentemente, è stata validata sul campo tramite l'analisi di 28 moduli FV, 18 moduli del costruttore BP SOLAR e 10 moduli del costruttore ISOFOTON. L'analisi visiva ha permesso di valutare i principali difetti e nessuno di questi era considerabile di una gravità tale da giustificare il rifiuto diretto del modulo. Ricavata la tabella dei difetti è stato possibile, tramite l'analisi visiva, calcolare le differenti fasce di rischio.

Il risultato è la presenza di un modulo con una fascia di rischio medio ed i restanti, divisi tra fascia bassa e minima. Per validare quanto ricavato nella procedura di analisi del rischio si sono effettuati tutti i test. I dati riportati nella tesi permettono di affermare che tutti i moduli ispezionati possono essere considerati validi per il riutilizzo.

La parte conclusiva della tesi è rivolta alla valutazione economica della procedura di riutilizzo. Lo studio verte su due possibilità che potrebbe affrontare un possibile produttore. La prima riguarda l'esecuzione della prova da parte di un operatore specializzato. Per questa casistica si è ripreso il tariffario del DPR 462, nel quale è indicato un costo orario per ispettore pari a 93 €/h. Noto il tempo necessario per una completa ispezione ed il costo orario, è stato possibile calcolare il costo d'ispezione per il singolo modulo. Il prezzo ricavato è risultato superiore all'acquisto di un pannello nuovo, fatta eccezione per determinate casistiche. Quindi, è possibile affermare che, se la verifica avvenisse tramite un operatore secondo le stime condotte, la procedura di riutilizzo non risulterebbe vantaggiosa.

La seconda possibilità riguarda la verifica grazie all'ausilio di una macchina. Questo test è già eseguito da parte dei produttori; quindi, compreso nel costo totale di un pannello. Di conseguenza, risulta evidente come il prezzo un pannello riutilizzato diventi minore rispetto a quello di un modulo nuovo. L'unico appunto riguarda il costo iniziale d'investimento che dovrà essere giustificato da un volume sufficientemente elevato di moduli analizzati.

Bibliografia

- [1] Sito Aleo. <https://www.aleo-solar.it/cornice-modulo-fotovoltaico/>.
- [2] Gaëtan Masson (Becquerel Institute) Alice Detollenaere, July Van Wetter. Snapshot of Global PV Markets 2020. *International Energy Agency Photovoltaic power systems programme*, ISBN: 978-3-906042-94-7, 2020.
- [3] Pianificazione, identificazione e analisi dei rischi, come farle in modo corretto. <https://www.riskmanagement360.it/analisti-ed-esperti/pianificazione-identificazione-e-analisi-dei-rischi-come-farle-in-modo-corretto/>.
- [4] al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio. Il Green Deal europeo. *EUROPEAN COMMISSION*, Bruxelles, , 11.12.2019, COM(2019) 640 final.
- [5] Costo impianto fotovoltaico. <https://www.pannelli-solari24.it/pannelli-solari-prezzi/costo-impianto-fotovoltaico/>.
- [6] Quanto costa un pannello solare? <https://energit.it/quanto-costa-un-pannello-solare/>.
- [7] Michelle Kitayama da Silva, Karen Barbosa de Melo, Tatiane Silva Costa, Dante Inga Narvez, Daniel de Bastos Mesquita, and Marcelo Gradella Villalva. Comparative study of sky diffuse irradiance models applied to photovoltaic systems. In *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pages 1–5, 2019.
- [8] Comunicazione della Commissione Europea. Un pianeta pulito per tutti Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra. *EUROPEAN COMMISSION*, Bruxelles, 28.11.2018 COM(2018) 773 final.
- [9] Directorate-General for Climate Action Directorate-General for Energy, Directorate-General for Mobility, and Transport. EU Energy, Transport and GHG Emission trends to 2050 reference scenario 2013. *EUROPEAN COMMISSION*, 2019.

- [10] Commissione Europea. Presentazione del piano di investimenti del Green Deal europeo e del meccanismo per una transizione giusta. Bruxelles, 14 gennaio 2020.
- [11] GSE. Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati. maggio 2021.
- [12] Energy Hunters. Invecchiamento moduli fotovoltaici - cause, quantificazione e conseguenze. <https://www.energyhunters.it/invecchiamento-moduli-fotovoltaici-cause-quantificazione-e-conseguenze/>.
- [13] Prof. Paolo Di Leo. Studio di fattibilità sulla gestione di moduli fotovoltaici dismessi ai fini di un loro riutilizzo. *Politecnico di Torino*, 2021.
- [14] L. Lillo-Sánchez, G. López-Lara, J. Vera-Medina, E. Pérez-Aparicio, and I. Lillo-Bravo. Degradation analysis of photovoltaic modules after operating for 22 years. a case study with comparisons. *Solar Energy*, 222:84–94, 2021.
- [15] Sito Elettronews, manutenzione oreventiva. <https://www.elettronews.com/moduli-fotovoltaici-manutenzione-preventiva/>.
- [16] Rosario Puglisi. Tecniche di diagnosi di anomalie e difetti su moduli fotovoltaici di un impianto funzionante in connessione alla rete. *Politecnico di Torino*, 2018.
- [17] Sito RAEE. www.raeeitalia.it.
- [18] Andrea Spedicato. Analisi delle prestazioni e dei difetti delle celle fotovoltaiche. *Politecnico di Torino*, 2019.
- [19] Sito St-ingegneria. <http://www.st-ingegneria.com/pid-potential-induced-degradation-moduli-fotovoltaici.html>.