

**POLITECNICO DI TORINO**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria  
Energetica e Nucleare



**ANALISI STATISTICA  
SULL’AFFIDABILITÀ DEGLI IMPIANTI  
FOTOVOLTAICI**

Relatore

Professore Spertino Filippo

Candidato

Alessia Francesca Cafagna

Anno accademico 2018-2019

Questo lavoro di tesi è il risultato di una bella esperienza che ha comportato non pochi sacrifici, paure e sensazione di inadeguatezza. Ma è il documento che sancisce la fine di anni trascorsi tra libri, lezioni, formule ed esperienze sempre condivise con persone fantastiche senza le quali tutto sarebbe sembrato più difficile ed insormontabile.

Voglio ringraziare per primi i miei genitori che mi hanno sostenuto in tutti i modi a loro possibili, vivendo insieme a me tutte le fasi e tutti gli stati d'animo che questi anni hanno comportato.

Voglio ringraziare Mattia, il mio compagno di studi prima e di vita poi, che mi è stato accanto sempre, dandomi la voglia e la forza di continuare quando neanche io ci credevo più.

Voglio ringraziare ancora il Professore Filippo Spertino che mi ha seguita durante lo sviluppo di questo elaborato e mi ha dato la possibilità di conoscere la TGE Srl, azienda nella quale la tesi è stata prodotta, ora mio posto di lavoro.

Ultimo ma non per importanza, il ringraziamento che va ai miei capi e colleghi che, tra risate, nozioni e pazienza, hanno contribuito a rendere quest'esperienza ancora più bella.

Un ringraziamento però lo voglio fare anche a me stessa, per averci creduto fino in fondo, per non aver mollato neanche quando mollare sembrava la strada più facile.

## SOMMARIO

Il seguente studio verte sull'analisi di diversi impianti fotovoltaici connessi alla rete, dal punto di vista dei guasti e della manutenzione, sia per quanto concerne il piano energetico sia quello statistico.

Vengono esaminati cinque impianti, ognuno dei quali presenta un sistema di monitoraggio basato su un software digitale (Meteocontrol) che permette il controllo da remoto degli impianti, focalizzando l'attenzione sugli inverter e la produzione energetica; sebbene il sistema di monitoraggio sia lo stesso, non per tutti gli impianti il controllo risulta essere efficiente in quanto, a seconda del tipo di contratto stipulato, l'attenzione e la rapidità di monitoraggio risulta essere differente. Ciò rende evidente l'importanza non solo di un sistema di monitoraggio, bensì anche di un corretto sfruttamento di quest'ultimo, per la buona produzione energetica e la resa economica dell'impianto stesso. Tutti i casi studiati fanno parte del parco impianti dell'azienda TGE S.r.l. di Leinì, che ha permesso questa analisi, la quale opera nel campo installando nuovi impianti e operando un contratto di manutenzione degli stessi, prevalentemente nel nord Italia.

L'analisi viene svolta su cinque differenti impianti, tutti con una potenza di picco compresa tra i 700 e 1000 kWp: lo studio viene effettuato da un punto di vista teorico-statistico perciò vengono presi in considerazione due anni passati, in modo da avere a disposizione dati completi.

Il lavoro rappresenta l'inizio di un potenziale studio più approfondito, nell'ottica di sviluppo del settore, riguardante un aspetto cruciale degli impianti fotovoltaici: la manutenzione. Quest'ultima risulta di fondamentale importanza per la corretta produzione energetica di un impianto fotovoltaico: risulterà evidente come, a parità di potenza installata, non solo un impianto con un contratto di manutenzione attivo risulti essere più produttivo, ma anche più prontamente disponibile al corretto utilizzo.

Dall'analisi effettuata si può affermare che il concetto fondamentale a cui prestare maggiore attenzione durante il progetto di un impianto fotovoltaico di grande taglia, è il quantitativo di elementi che andranno utilizzati: è emerso che i guasti avvengono prevalentemente sugli inverter che risultano, quindi, il punto debole del sistema. Avere un numero minore di convertitori presenti in sito, a differenza di quanto risulterebbe dall'analisi teorica, non comporta una minore probabilità che si verifichi il guasto sugli stessi, bensì comporta una maggior frequenza di guasto. Nonostante ciò la disponibilità complessiva del sistema produttivo risulta essere elevata in quanto il guasto riscontrato è più velocemente riparabile; va tenuto in considerazione, però, il fatto che la presenza di un numero maggiore di inverter

permette di avere un tasso di guasto complessivo dell'impianto minore, in quanto in questo modo è permessa la modulazione di produzione energetica che comporta una minor incidenza del guasto relativo ad un elemento, sull'intera produttività. Dallo studio svolto è emerso quanto sia fondamentale avere un buon sistema di monitoraggio attivo sugli impianti, per evitare un'ingente perdita energetica ed economica: i sistemi che presentano un perfetto monitoraggio, nonostante il numero elevato di guasti verificatisi, hanno riscontrato una disponibilità complessiva dell'impianto, maggiore. Viceversa i sistemi con monitoraggio poco controllato, nonostante il numero minore di guasti reali rispetto a quelli previsti, hanno riscontrato una disponibilità più bassa.

Il lavoro svolto è da intendersi come l'inizio di un eventuale progetto più approfondito, nell'ambito della manutenzione e del monitoraggio di impianti fotovoltaici, considerando che questi ultimi saranno il futuro per un'energia a zero emissioni.



## SOMMARIO

<b>Capitolo 1 Introduzione</b> .....	10
1.1 La situazione del fotovoltaico in Europa e nel mondo .....	13
1.2 Le fonti rinnovabili in Italia .....	16
1.2.1 Il solare fotovoltaico in Italia .....	18
<b>Capitolo 2 Il funzionamento di un impianto fotovoltaico</b> .....	22
2.1 La cella fotovoltaica .....	23
2.1.1 Fenomeni di degrado delle celle .....	28
2.1.2 Il modulo fotovoltaico .....	32
2.2 L'inverter .....	34
2.3 Il quadro di campo .....	36
2.4 L'efficienza dell'impianto .....	41
2.4.1 L'efficienza del modulo fotovoltaico .....	41
2.4.2 L'efficienza dell'inverter .....	44
<b>Capitolo 3 L'importanza del monitoraggio</b> .....	46
<b>Capitolo 4 Modello teorico di affidabilità</b> .....	46
4.1 Il concetto di affidabilità .....	53
4.1.1 Il concetto di affidabilità in matematica .....	55
4.1.2 Definizioni nella Fault Tree Analysis .....	58
4.1.2.a Initialing Event .....	59
4.1.2.b Hazard .....	59
4.1.2.c Accidental Sequence .....	59
4.1.2.d Damage .....	59
4.1.2.e Risk .....	59
4.1.2.f Failure Rate .....	61
4.1.2.g Repair Rate .....	63
4.1.2.h Mean Time to Failure MTTF .....	64
4.1.2.i Mean Time to Repair MTTR .....	64
4.1.2.l Mean Time Between Failures MTBF .....	64
4.1.2.m Disponibilità .....	65
4.2 Studio dell'albero di guasto .....	66
4.2.1 Metodologia e applicazioni della FTA .....	68
<b>Capitolo 5 Modello affidabilità applicato ad un sistema reale: modello teorico</b> .....	72
5.1 Schema generico di un impianto fotovoltaico .....	72
5.2 I campi fotovoltaici scelti .....	75
5.2.1 Impianti con monitoraggio attivo .....	76
5.2.2 Impianti con monitoraggio funzionante ma controllato con meno frequenza .....	78
5.2.3 Impianti con monitoraggio poco funzionante .....	78

5.3 Il conteggio dei componenti.....	83
5.4 Il tasso di guasto.....	83
5.4.1 Modulo fotovoltaico.....	84
5.4.2 Connettore fotovoltaico.....	85
5.4.3 Fusibile.....	85
5.4.4 Diodo di blocco.....	85
5.4.5 Inverter.....	86
5.4.6 Interruttore generale, differenziale e d'interfaccia di rete.....	86
5.5 Studio attraverso la Fault Tree Analysis.....	87
5.5.1 Calcolo del Minimal Cut Set.....	90
5.5.2 Calcolo dell'affidabilità.....	92
<b>Capitolo 6 Modello affidabilità applicato ad un sistema reale-modello sperimentale.....</b>	<b>97</b>
6.1 Gli interventi effettuati.....	99
6.1.1 C1-Torricelle.....	99
6.1.2 C2-Solaredge.....	100
6.1.3 C3-Parchi Fotovoltaici Canavesani.....	103
6.1.4 C4-Caorso.....	105
6.1.5 C5-Castelfidardo.....	106
6.2 Grafici riassuntivi e parametri a confronto.....	107
6.3 Confronto tra i due modelli.....	109
6.4 Analisi energetica.....	113
<b>Capitolo 7 Conclusioni.....</b>	<b>116</b>

# Indice delle figure

Figura 1: confronto costo impianti fotovoltaici-costo energia .....	12
Figura 2: andamento della produzione energetica da fonte solare .....	14
Figura 3: andamento dell'efficienza dei moduli fotovoltaici .....	15
Figura 4: scenario europeo del mercato fotovoltaico dal 2010 al 2019 .....	16
Figura 5: energia da fonti rinnovabili in Italia, anno 2017 .....	17
Figura 6: percentuali di produzione energetica da fonti rinnovabili nell'anno 2017 .....	17
Figura 7: produzione energetica da fonti rinnovabili 2007-2017 .....	18
Figura 8: composizione del fabbisogno elettrico 2018-2019 .....	20
Figura 9: dettaglio composizione fabbisogno elettrico da fonti rinnovabili 2018-2019 .....	20
Figura 10: bilancio energetico 2018-2019 .....	21
Figura 11: struttura schematica della cella fotovoltaica .....	23
Figura 12: struttura della cella fotovoltaica .....	24
Figura 13: cella fotovoltaica .....	24
Figura 14: modulo fotovoltaico costituito da celle monocristalline .....	26
Figura 15: modulo fotovoltaico costituito da celle policristalline .....	26
Figura 16: modulo fotovoltaico a film sottile .....	27
Figura 17: dettaglio del film sottile .....	27
Figura 18: perdite di produzione a causa dell'invecchiamento .....	31
Figura 19: rendimento dei moduli in funzione del tempo .....	30
Figura 20: struttura del modulo fotovoltaico .....	31
Figura 21: diversi moduli fotovoltaici .....	31
Figura 22: connettori .....	32
Figura 23: inverter visto come trasformatore .....	32
Figura 24: inverter .....	33
Figura 25: schema elettrico di un inverter .....	34
Figura 26: fusibili .....	36
Figura 27: diodi di blocco .....	36
Figura 28: sezionatori DC .....	37
Figura 29: curve caratteristiche dei moduli fotovoltaici .....	42
Figura 30: rilevamento del fenomeno di hot-spot con termocamera .....	45
Figura 31: curva caratteristica di produzione .....	46
Figura 32: curva caratteristica con riscontro di aumento di temperatura dell'inverter .....	47
Figura 33: curva caratteristica con evidenza del problema di dispersione .....	47
Figura 34: curva caratteristica con fenomeno di ombreggiamento .....	47
Figura 35: curva caratteristica con evidenza di danneggiamento dei fusibili (su inverter con curva verde) .....	48
Figura 36: elementi con collegamento in serie .....	54
Figura 37: elementi con collegamento in parallelo .....	54
Figura 38: curva di Bathtub .....	56
Figura 39: andamento del tasso di guasto e dell'affidabilità nel tempo .....	61
Figura 40: legame che intercorre tra MTTF, MTTR e MTBF .....	63
Figura 41: andamento della disponibilità nel tempo .....	64
Figura 42: operatori della FTA .....	68
Figura 43: schema semplificato di un impianto fotovoltaico .....	70

Figura 44: schema semplificato di un impianto senza accumulatore .....	70
Figura 45: schema elettrico semplificato di un impianto fotovoltaico .....	71
Figura 46: schema elettrico semplificato di un impianto connesso alla rete elettrica .....	71
Figura 47: schema di un inverter centralizzato .....	73
Figura 48: schema di un inverter di stringa .....	74
Figura 49: produzione C1 .....	76
Figura 50: produzione C2 .....	77
Figura 51: produzione C3 .....	77
Figura 52: produzione C4 .....	78
Figura 53: produzione C5 .....	78
Figura 54: albero di gusto studiato .....	84
Figura 55: andamento nel tempo dell'affidabilità degli impianti .....	89
Figura 56: esempio di divergenza .....	94
Figura 57: MTTF riassuntivo degli impianti .....	102
Figura 58: MTTR riassuntivo degli impianti .....	103
Figura 59: confronto della disponibilità dei diversi impianti .....	104
Figura 60: confronto MTTF statistico-reale .....	105
Figura 61: confronto tasso di guasto statistico-reale .....	106
Figura 62: percentuale di guasti sugli impianti esaminati .....	108

## Indice delle tabelle

Tabella 1: elenco dei possibili effetti di degrado sulle celle .....	28
Tabella 2: tassi di invecchiamento e produzione che ci si aspetta di perdere a causa dei fattori di invecchiamento .....	30
Tabella 3: Associazione nome impianto-codice alfanumerico.....	75
Tabella 4: Torricelle-C1 .....	77
Tabella 5: Solaredge-C2.....	77
Tabella 6: Parchi FTV-C3 .....	77
Tabella 7: Caorso-C4 .....	78
Tabella 8: Castelfidardo-C5 .....	78
Tabella 9: Quantità elementi degli impianti .....	79
Tabella 10: Tabella riassuntiva dei tassi di guasto .....	83
Tabella 11: Affidabilità dei componenti dopo 1 anno di operatività.....	87
Tabella 12: Affidabilità dei componenti dopo 5 anni di operatività .....	88
Tabella 13: Affidabilità degli impianti dopo 20 anni di operatività.....	88
Tabella 14: Affidabilità degli impianti dopo 1 anno di operatività .....	88
Tabella 15: Affidabilità degli impianti dopo 5 anni di operatività.....	88
Tabella 16: Affidabilità degli impianti dopo 20 anni di operatività.....	88
Tabella 17: Tasso di guasto complessivo degli impianti.....	89
Tabella 18: MTTF degli impianti.....	90
Tabella 19: Interventi C1 Torricelle.....	90
Tabella 20: Tempo medio di guasto C1 .....	95
Tabella 21: Tempo medio di riparazione C1 .....	95
Tabella 22: Interventi C2 Solaredge.....	97
Tabella 23: Tasso medio di guasto C2 .....	98
Tabella 24: Tasso medio di riparazione C2.....	98
Tabella 25: Interventi C3 Parchi fotovoltaici canavesani.....	99
Tabella 26: Tasso medio di guasto C3 .....	99
Tabella 27: Tasso medio di riparazione C3.....	99
Tabella 28: Interventi C4 Caorso.....	105
Tabella 29: Tasso medio di guasto C4 .....	100
Tabella 30: Tasso medio di riparazione C4.....	106
Tabella 31: Interventi C5 Castelfidardo .....	106
Tabella 32: Tasso medio di guasto C5 .....	108
Tabella 33: Tasso medio di riparazione C5.....	104
Tabella 34. Failure rate.....	104
Tabella 35: perdita energetica degli impianti .....	104
Tabella 36: perdita economica degli impianti .....	105

# Capitolo 1

## Introduzione

In un'ottica di salvaguardia del pianeta, in un anno cruciale dal punto di vista di ciò che l'uomo può fare per diminuire il contributo di emissioni di Gas Serra, è doveroso soffermarsi su alcuni dati fondamentali: dall'inizio della rivoluzione industriale la concentrazione in atmosfera di anidride carbonica è aumentata del 45%, quella di gas metano è più che raddoppiata e quella dell'ossido di azoto è cresciuta del 15% [1]. Il tasso di crescita della concentrazione dell'anidride carbonica è influenzato per il 95% dall'utilizzo di combustibili fossili nei carburanti, nel riscaldamento degli edifici e nell'alimentazione delle centrali energetiche; quello del gas metano è influenzato dagli stessi fattori per il 20% e il 15% riguarda il tasso dell'ossido di azoto. Se non si apportano delle modifiche al sistema di produzione di energia, entro la fine del secolo verranno raggiunti i 500 ppm in atmosfera, valore doppio rispetto all'era preindustriale e di molto superiore al limite accettabile per avere buoni condizioni ambientali.

Che un uomo da solo non possa modificare il Mondo è cosa ben nota, ma fare finta di niente davanti a scenari come questi e non rendersi conto che siamo i primi responsabili di questo cambiamento climatico che, seppur naturale è estremamente accentuato negli ultimi tempi, non solo è da irresponsabili ma anche dannoso e controproducente. Qualcosa si può fare e bisogna farlo da subito.

Qui entra in gioco il Sistema delle Energie Rinnovabili ed in particolar modo del Fotovoltaico Solare, destinato sempre più a diventare una tecnologia di massa: secondo l'indagine svolta da Frost & Sullivan (*Global Solar Power Market-2017 Update*) [2] si avrà un ritmo di crescita pari al 8,6% annuo il che significa, a livello di potenza installato, che ci sarà un aumento da 50.780 MW fino a 76.600 MW. Gli incentivi per l'energia solare, pari al 50%, fanno sì che il mercato del fotovoltaico continui a crescere esponenzialmente: un elemento fondamentale è stata la definizione della struttura di Feed-in Tariff (FiT) per l'energia generata attraverso il fotovoltaico solare che, insieme alle normative e agli stessi incentivi, ha abbassato il costo livellato dell'elettricità da energia solare. Si prevede che il costo dei sistemi sfruttanti questo tipo di energia, sia in ambito residenziale sia in ambito dell'intera rete, raggiungerà la grid parity entro il 2020 e aumenterà la diffusione dell'energia solare decentralizzata.

Il fotovoltaico è l'opzione rinnovabile più promettente nel medio e nel lungo termine, grazie ai suoi numerosi vantaggi e bassi costi:

- È modulare, quindi di facile installazione;
- Non utilizza combustibili, perciò ha emissioni nulle;
- Non necessita di riparazioni complesse;
- Ha un'elevata durata di vita e minimo degrado (tasso di degrado di circa 0.4 % all'anno);
- Dà la possibilità di usufruire di superfici che altrimenti sarebbero inutilizzate;
- Non necessita di organi in movimento, sistema di circolazione di fluidi ad alta temperatura o pressione;
- Non inquina in modo acustico in quanto non emette rumori.

Ad oggi il costo di installazione si aggira attorno ai 1300-2000 €/kWp, a seconda del tipo di modulo e di inverter installato, della presenza o meno del sistema di accumulo, dell'utilizzo di ottimizzatori di potenza e sistemi di monitoraggio.

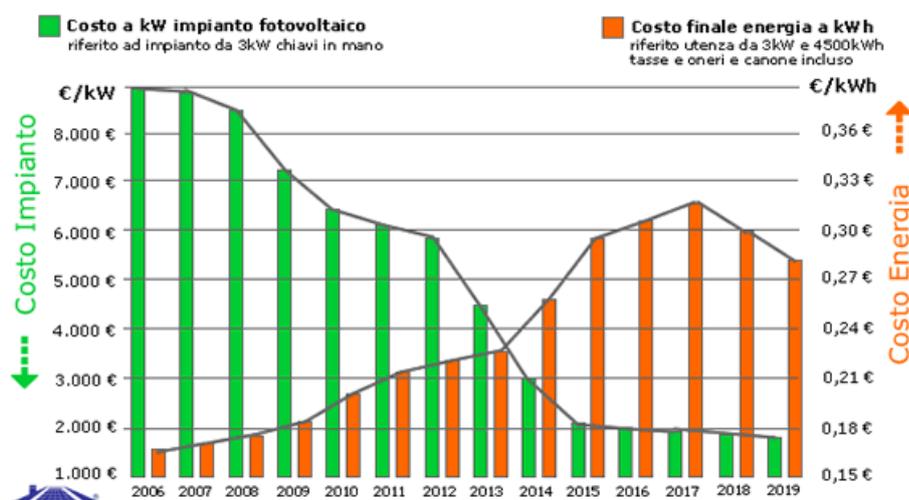


Figura 1: confronto costo impianti fotovoltaici-costi energia [3]

Il costo dell'energia, in media, è di 0.05949 euro per kWh, a seconda della località in cui è installato l'impianto e la tipologia di contratto attivo sullo stesso: il costo medio in bolletta si aggira intorno a 0.190 euro per kWh [4]. L'energia prodotta viene pagata in base alla tipologia di convenzione stipulata con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), pertanto se l'impianto opera in scambio sul posto, ovvero auto-consuma parte dell'energia prodotta, l'energia immessa in rete viene pagata a prezzo di mercato; se invece l'energia viene completamente venduta alla rete, il prezzo riconosciuto è quello minimo garantito dall'Autorità per l'Energia, che si aggira attorno ai 4 centesimi per kWh [5].

Si precisa che quantificare un prezzo di cessione, e quindi di guadagno diretto, non è immediato e, in ogni caso, la fonte di maggior ricavo non è tanto la connessione alla rete quanto più l'autoconsumo che genera risparmio in bolletta. Con "energia scambiata" si intende il minimo dell'energia che viene prelevata o immessa in rete: ad esempio se l'energia immessa in un anno è di 2000 kWh e quella prelevata è di 700 kWh, l'energia scambiata, e quindi retribuita, risulta essere 700 kWh. Oltre a questi kWh, riconosciuti a prezzo di mercato, vengono rimborsati anche alcuni servizi di distribuzione, dispacciamento ed oneri relativi all'energia scambiata con la rete, che rende lo scambio sul posto più conveniente rispetto al ritiro dedicato.

## 1.1 La situazione del fotovoltaico in Europa e nel mondo

Il settore del fotovoltaico è in continua crescita nonostante le oscillazioni legate all'andamento dell'economia dei singoli Paesi e gli incentivi del conto energia: secondo lo studio *Predictions for the PV industry in 2019*, redatto da IHS Markit, il fotovoltaico nel 2019 vedrà un incremento di potenza, in tutte le regioni del mondo, del 18% rispetto all'anno precedente con un record di nuova capacità pari a 34 GW. La domanda per il fotovoltaico in Europa tornerà ai livelli del 2012 con 12 GW di potenza aggiuntivi rispetto agli ultimi 12 mesi [3].

La figura sottostante mostra l'andamento della produzione energetica da fonte solare negli ultimi 9 anni: si nota come la maggior produzione si sia riscontrata nel 2016 per poi subire un calo nei due anni successivi, mentre nell'anno in corso si ha un nuovo incremento.

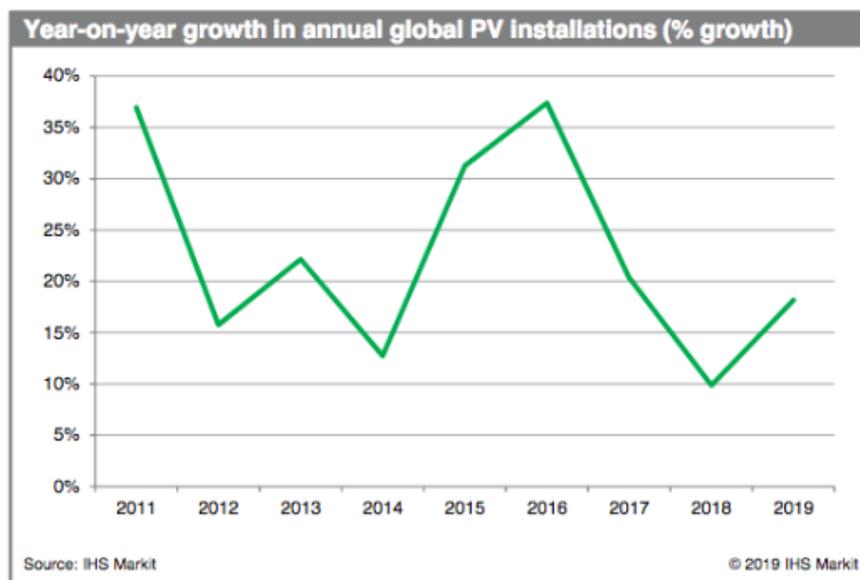


Figura 2: andamento della produzione energetica da fonte solare [3]

A trainare i progetti utility-scale di grandi dimensioni, sopra i 5 MW di potenza, saranno soprattutto le aste competitive e la diffusione dei contratti PPA (Power Purchase Agreement: un accordo tra due parti, un venditore che genera elettricità ed un acquirente che la compra) siglati da clienti privati che vogliono acquistare energia da parchi solari. Sempre secondo il sopracitato studio, Spagna, Portogallo e Italia saranno i Paesi più dinamici da questo punto di vista grazie alla maturità competitiva raggiunta dal fotovoltaico rispetto alle altre fonti di produzione energetica.

Inoltre si sta aprendo un varco sempre più esteso grazie alla possibilità di ammodernare e potenziare gli impianti (revamping/repowering) già esistenti, soprattutto in Italia e in Germania, che, grazie alle innovazioni tecnologiche degli ultimi anni, potrebbero cogliere l'occasione di aumentare la produzione energetica. Per quanto riguarda la Cina, da sempre il principato mondiale del fotovoltaico, IHS stima una crescita annale delle installazioni tra 40-50 GW per i prossimi quattro anni; negli Stati Uniti verranno installate oltre 500 kWh di batterie abbinata agli impianti fotovoltaici, grazie alla possibilità di sgravio fiscale. In tutto questo va considerato che, sempre secondo l'IHS [3], ci sarà un aumento di utilizzo di moduli monocristallini, causando una crescita dell'efficienza, come mostrata nella figura sottostante:

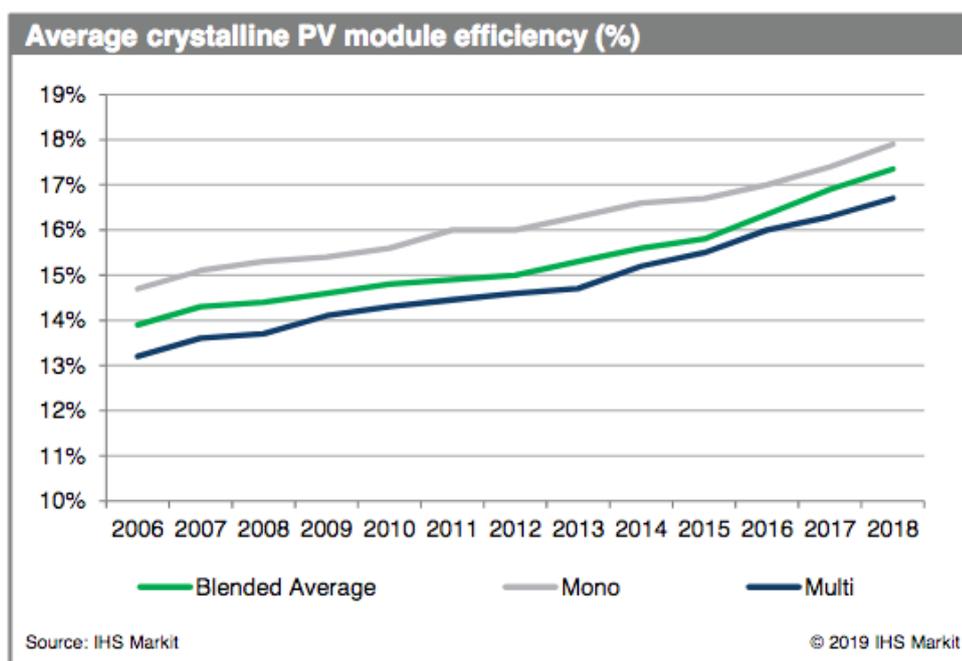


Figura 3: andamento dell'efficienza dei moduli fotovoltaici [3]

Dal *Rapporto 2018 del Global Trends in Renewable Energy Investment* [6], redatto dal centro internazionale di ricerca che collabora con il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP), nel 2017 sono stati installati 98 GW di energia solare, che corrisponde ad un incremento del 29,3% rispetto all'anno precedente. Gran parte del progresso registrato nel 2017 è dovuto alla Cina che ha aggiunto 53 GW di potenza solare generata, con un incremento del 58% rispetto all'anno; all'India che ha avuto un incremento del 5% con nuovi 9,6 GW e agli Stati Uniti con un'installazione di 11,8 GW. Anche l'Europa ha avuto una crescita nel settore: è aumentata del 28,4% la produzione di energia dal Solare Fotovoltaico. Secondo le stime di SunPower, uno dei più grandi produttori di impianti fotovoltaici, entro il 2030 la Cina installerà 1000 GW di nuova potenza da energie pulite e quindi entro il 2035 il fotovoltaico coprirà il 10% della domanda globale di elettricità. Secondo il CCI InnoEnergy, il fotovoltaico diventerà la fonte di energia più economica entro il 2030: è stato pubblicato un rapporto sul futuro andamento del LCOE (Levelized Cost of Energy), con cui si indica il rapporto tra i costi sostenuti (investimento, finanziamento del capitale investito, esercizio e manutenzione, combustibile) e la produzione di energia durante la vita utile, per una data tecnologia; secondo questo rapporto una serie di elementi specifici degli impianti fotovoltaici sono influenzati da diverse innovazioni tecnologiche che porteranno il LCOE fotovoltaico ad una diminuzione del 22-30% entro il 2030.

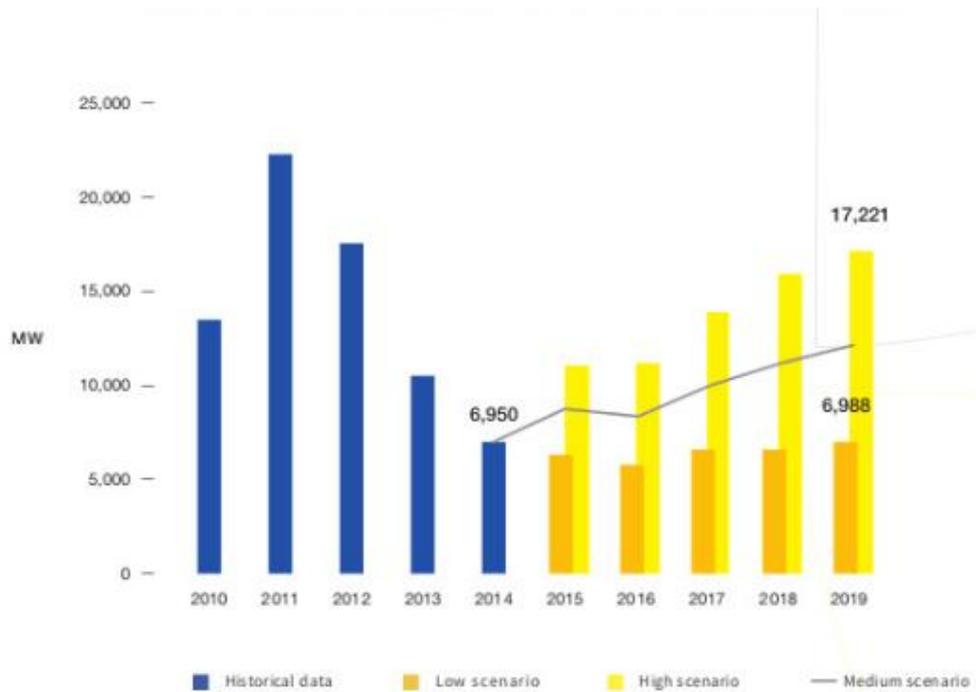


Figura 4: scenario europeo del mercato fotovoltaico dal 2010 al 2019 [3]

## 1.2 Le fonti rinnovabili in Italia

Prendendo in considerazione i dati redatti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che periodicamente pubblica dati e statistiche sulle fonti rinnovabili, e rifacendosi al Rapporto Statistico “*Energia e Fonti Rinnovabili in Italia 2017*” [5](pubblicato a febbraio 2019), è possibile tracciare un quadro sulla situazione attuale delle fonti rinnovabili in Italia, un settore in continuo sviluppo e cambiamento.

Secondo i dati del Rapporto Statistico, le fonti rinnovabili di energia ricoprono un ruolo fondamentale nel panorama energetico italiano, trovando impiego sia nel settore di produzione energetica, sia in quello di produzione di calore, come mostra la figura seguente:



Figura 5: energia da fonti rinnovabili in Italia, anno 2017 [3]

Nel 2017 gli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia hanno raggiunto le 786.808 unità, con una potenza installata complessiva pari a 53.259 MW; rispetto all'anno precedente, la potenza installata è aumentata di 1.001 MW (+1,9%) e, nel complesso, la numerosità degli impianti è aumentata del 6,3%.

La produzione energetica da fonti rinnovabili nel 2017 è stata pari a 103.898 GWh, coperta per il 35% dall'idroelettrico; mentre fino al 2008 era l'idroelettrico a guidare il trend dell'elettricità da fonti rinnovabili, negli ultimi anni è cresciuta l'importanza delle nuove rinnovabili (solare, eolico, bioenergie) che, nel 2017, hanno contribuito per il 59% alla produzione nazionale di energia elettrica da fonte rinnovabile. La figura sottostante mostra le percentuali di produzione energetica da fonti rinnovabili, nel 2017:

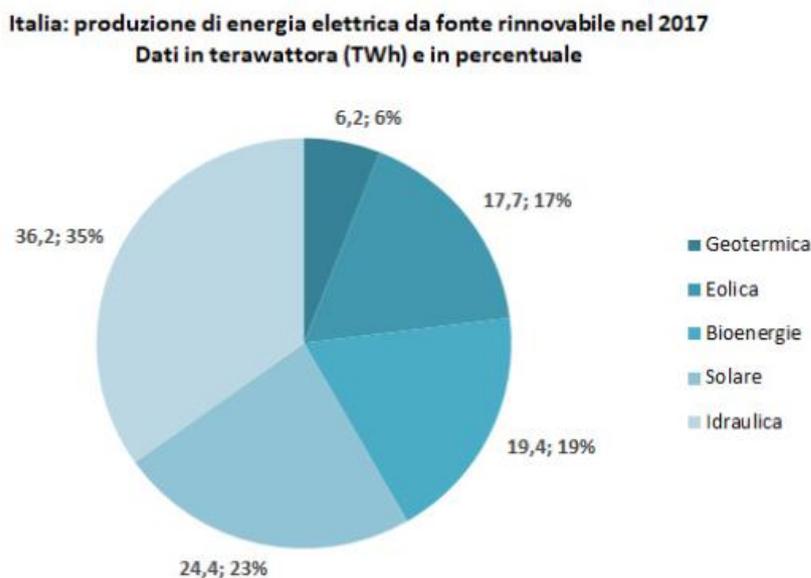


Figura 6: percentuali di produzione energetica da fonti rinnovabili nell'anno 2017 [3]

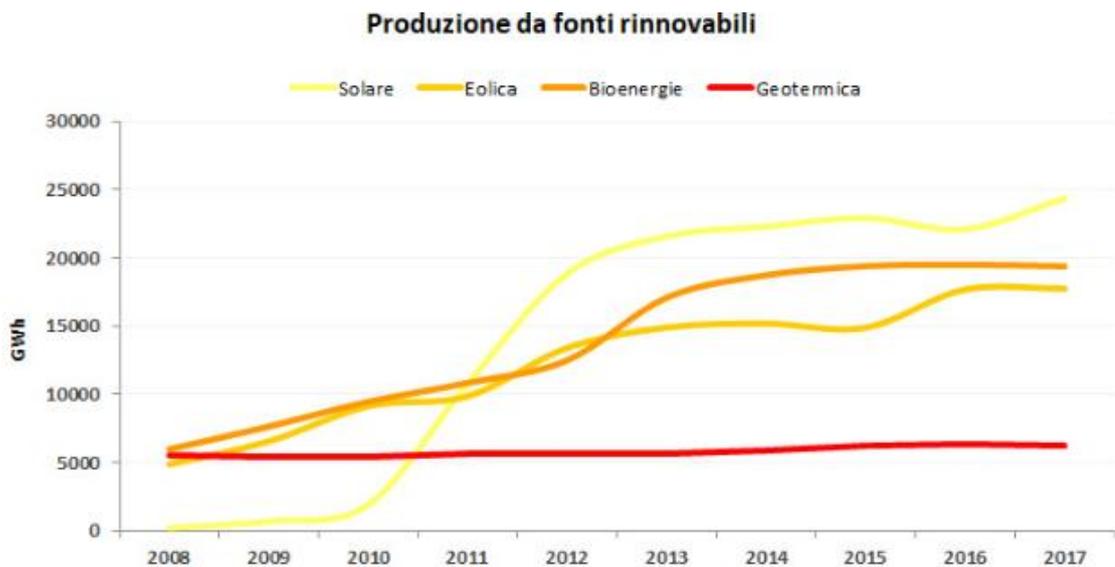


Figura 7: produzione energetica da fonti rinnovabili 2007-2017 [3]

La figura 7 mostra l'evoluzione della produzione energetica da fonti rinnovabili, dal 2007 al 2017, senza tenere in considerazione l'idroelettrico, in modo da apprezzare meglio l'evoluzione delle altre fonti.

Nel 2017 la fonte solare ha contribuito alla produzione energetica con 24.377,7 GWh (+10,3% rispetto al 2016), risultato eccellente dovuto anche al miglior irraggiamento rispetto all'anno precedente; sono rimaste pressochè invariate le altre fonti: l'eolico ha prodotto 17.742 GWh, le bioenergie 19.378 GWh, il geotermico 6201,2 GWh. Nel 2017 il contributo della produzione rinnovabile sul totale di produzione energetica è stato pari al 31,5% [3].

### 1.2.1 Il solare fotovoltaico in Italia

I dati aggiornati al 31 Dicembre 2017 attestano che, in Italia, gli impianti fotovoltaici ammontano a 774.014, coprendo il 98,4% del totale degli impianti a fonte rinnovabile, con una potenza installata pari a 19.682 MW (pari al 37% della potenza dell'intero parco impianti rinnovabile). Facendo un confronto tra l'anno 2017 e l'anno 2016, si registra un incremento pari al 6% della potenza installata e del 2% del numero di impianti fotovoltaici [7].

A livello regionale il 44% della potenza installata è sita al Nord, il 37% al Sud e il 19% al Centro Italia; per quanto riguarda il numero di impianti installati, il 55% si trova nel Nord Italia, il 28% nel Sud e il 17% nelle regioni del Centro. Per la produzione di energia elettrica da solare

fotovoltaico, nel 2017 sono stati prodotti 24.378 GWh, coprendo il 6,9% della produzione nazionale di energia elettrica [7].

Il fabbisogno di energia elettrica italiano nel 2005 era coperto per oltre due terzi da centrali termoelettriche alimentate a gas, olio combustibile, carbone, petrolio e altre fonti fossili; la parte rimanente era divisa tra energia rinnovabile ed importazione da paesi confinanti. Lo stato italiano quell'anno decise di incentivare chi intendesse produrre energia elettrica da fonti rinnovabili: chiunque avesse deciso di produrre energia elettrica sfruttando acqua, sole, vento sarebbe stato aiutato. Per rendere esecutiva la decisione, venne dato mandato al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) di accogliere, controllare e gestire tutte le richieste di incentivazione e il loro corretto andamento, compresa la produzione e la vendita dell'energia elettrica prodotta. Il 15 Maggio 2019 il GSE ha reso noto il rapporto relativo all'anno 2018: grazie agli incentivi sono stati installati 800.000 impianti di produzione di energia elettrica a fonte rinnovabile (di cui 650.000 di piccola e media taglia); inoltre sono stati agevolati migliaia di interventi di efficienza energetica. Tutto ciò ha significato, per l'Italia, l'equivalente di 117 milioni di barili di petrolio non bruciati e investimenti per 2,6 miliardi di euro: le fonti rinnovabili hanno generato 115 TWh di energia elettrica, ovvero il 34 % del fabbisogno nazionale, facendo risparmiare 57 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> (altri 9 milioni di tonnellate sono state risparmiate grazie agli interventi di efficienza energetica) [7].

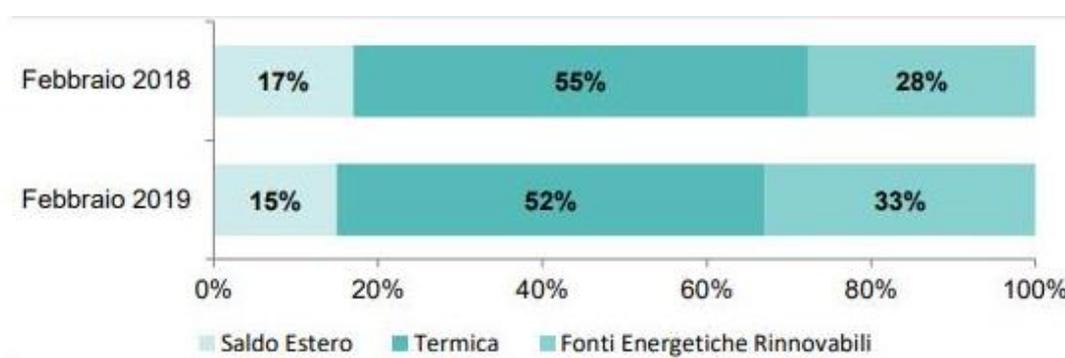
Nel triennio 2017-2020 sono previsti dai 4,5 ai 5 GW di nuovi impianti fotovoltaici installati, con una media di 1,5 GW annui: questi sono i dati redatti *Renewable Energy Report* [8] dell'Energy Group del Politecnico di Milano che ha fornito una panoramica del mercato delle rinnovabili. Lo studio si è focalizzato sugli obiettivi della SEN (Strategia Energetica Nazionale) 2017 che prevede una crescita nella produzione, entro il 2030, da 23 a 72 TWh.

Il volume complessivo di potenza installata dal solare fotovoltaico, a fine 2017, era di circa 19.700 MW, grazie alla nuova potenza installata di 400 MW che segna una crescita del 10% rispetto al 2016.

La presenza degli incentivi del 50% applicabili all'installazione di nuovi impianti fotovoltaici, ha comportato la crescita del numero di impianti installati ma esiste un mercato delle nuove installazioni che, in parte, non dipende da sistemi di aiuto incentivante. Non è da dimenticare l'apporto dovuto al mercato dei rifacimenti e dei potenziamenti degli impianti pre-esistenti: lo studio dell'Energy Strategy Group ha evidenziato che nel fotovoltaico l'intervento più diffuso riguardante il revamping/repowering è stato quello di sostituzione di moduli deteriorati oltre le previsioni iniziali che comportavano decadimento prestazionale (40% circa). I risultati degli

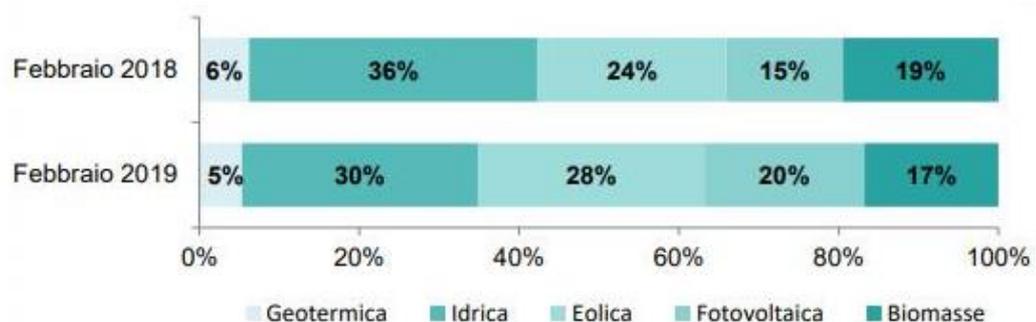
interventi sono stati decisamente positivi in quanto il 61% degli operatori ha riscontrato un aumento delle performance.

Terna, la società che gestisce la rete elettrica nazionale, ha pubblicato sul proprio sito il Rapporto mensile sul sistema elettrico dedicato ai consumi nel mese di febbraio, confrontandolo con lo stesso mese dell'anno precedente: la domanda di elettricità è stata di 25.5 miliardi di kWh, ha subito un calo del 2,2% rispetto al 2018 a causa dell'aumento di temperatura di 2°C. A febbraio la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata del 16,9% rispetto al 2018; la produzione nazionale netta (21,889 GWh) è composta per il 38% da fonti rinnovabili (8,413 GWh) e per il restante 62% da fonte termica [9].



Fonte: Terna

Figura 8: composizione del fabbisogno elettrico 2018-2019 [9]



Fonte: Terna

Figura 9: dettaglio composizione fabbisogno elettrico da fonti rinnovabili 2018-2019 [9]

Nel 2019 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mostra un incremento del 10,9% rispetto al 2018; la copertura della richiesta, da parte del fotovoltaico, è stata del 6,4%, in aumento del 31% rispetto al 2018.

[GWh]	Febbraio 2019	Febbraio 2018	%19/18	Gen-Feb 19	Gen-Feb18	%19/18
Idrica	2.593	2.601	-0,3%	5.385	5.332	1,0%
Termica	14.862	16.093	-7,6%	34.039	32.743	4,0%
<i>di cui Biomasse</i>	1.388	1.401	-1,1%	2.873	2.921	-1,6%
Geotermica	438	445	-1,6%	935	939	-0,4%
Eolica	2.338	1.696	37,9%	4.659	3.682	26,5%
Fotovoltaica	1.658	1.052	57,6%	2.726	2.081	31,0%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>21.889</b>	<b>21.887</b>	<b>0,0%</b>	<b>47.744</b>	<b>44.777</b>	<b>6,6%</b>
Importazione	4.146	4.611	-10,1%	7.491	9.510	-21,2%
Esportazione	324	200	62,0%	853	526	62,2%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.822</b>	<b>4.411</b>	<b>-13,4%</b>	<b>6.638</b>	<b>8.984</b>	<b>-26,1%</b>
<b>Pompaggi</b>	182	192	-5,2%	431	415	3,9%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>25.529</b>	<b>26.106</b>	<b>-2,2%</b>	<b>53.951</b>	<b>53.346</b>	<b>1,1%</b>

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Figura 10: bilancio energetico 2018-2019 [9]

## Capitolo 2

### Il funzionamento di un impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è una struttura capace di trasformare l'energia solare in energia elettrica attraverso l'uso di pochi ma fondamentali strumenti:

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Quadri elettrici con relativi cavi di collegamento;

Con generatore fotovoltaico si intende il collegamento di più moduli, in serie o in parallelo, in grado di trasformare l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua; il convertitore DC/AC, solitamente detto inverter, serve per convertire la corrente elettrica continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata utilizzabile dalla rete; il quadro elettrico è utile per proteggere il lato continuo e il lato alternato dell'impianto e presenta degli interruttori automatici; due contatori, uno installato subito dopo l'inverter per monitorare tutta la corrente prodotta e a cui viene associato il meccanismo di finanziamento statale, uno che corrisponde alla rete di distribuzione ed è in grado di fare un bilancio tra l'energia immessa dall'impianto verso la rete elettrica e quella prelevata dalla rete verso l'utenza e a cui è associato il risparmio sulla bolletta. L'impianto così composto, lavora in parallelo alla rete di distribuzione che si può vedere come un accumulatore dell'energia prodotta dall'impianto stesso [10].

A differenza di ciò che si può pensare, in un impianto fotovoltaico non sono i componenti primari a guastarsi con maggiore facilità, quanto più quelli secondari che incorrono più facilmente in problematiche: il mal funzionamento di uno solo dei singoli componenti si ripercuote sull'intero sistema, ancor più quando la problematica interessa inizialmente un solo elemento per poi andare a coinvolgere altri ad esso collegati.

Nel seguito verranno brevemente illustrati i principi di funzionamento dei componenti principali di un impianto fotovoltaico.

## 2.1 La cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è l'elemento base che costituisce i moduli; in essa avviene l'effetto fotovoltaico ovvero il fenomeno fisico che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza del materiale da cui è costituita, passa alla banda di conduzione grazie all'assorbimento di un fotone con un'energia tale da permettere questa transizione. Quando un fotone con un determinato livello di energia viene assorbito all'interno di un materiale semiconduttore, generalmente silicio, si crea una coppia di cariche elettriche: una negativa (elettrone) e una positiva (lacuna) che, essendo di segno opposto, possono condurre elettricità. Affinché venga prodotta energia elettrica è necessaria la differenza di potenziale che viene generata grazie alla presenza di piccole impurità ("droganti") nel materiale di cui sono composte le celle. Le suddette impurità modificano le proprietà elettriche intrinseche del materiale semiconduttore, creando così due strati: uno a carica negativa (strato n) e uno a carica positiva (strato p). Tra i due strati si forma una zona di contatto denominata giunzione p-n nella quale si ha la formazione di un forte campo elettrico che ha la funzione di separare le cariche positive e negative generate dal bombardamento dei fotoni costituenti la luce solare. Le cariche così separate producono una circolazione di corrente quando il circuito viene connesso ad un carico esterno che chiuda il circuito.

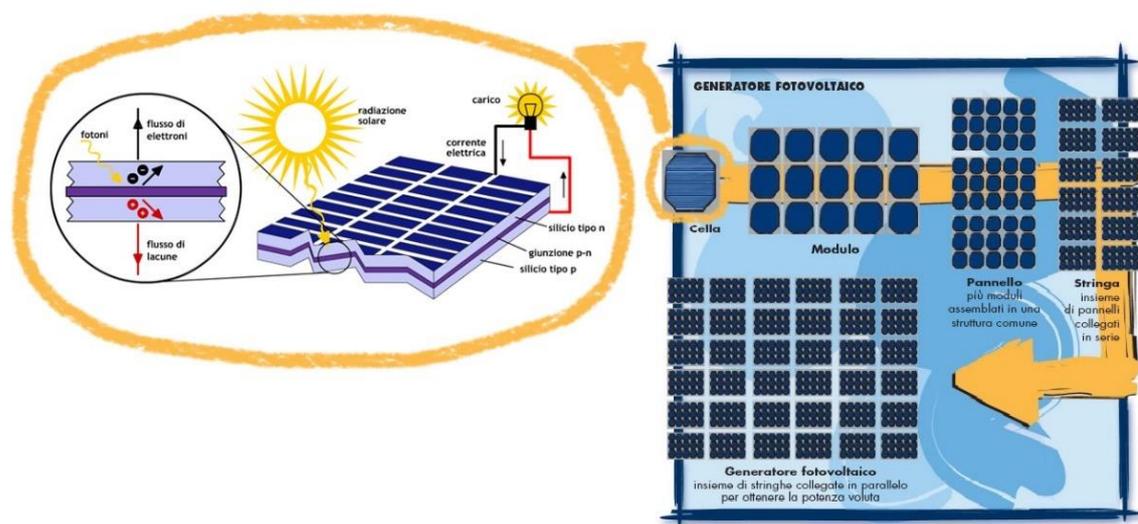
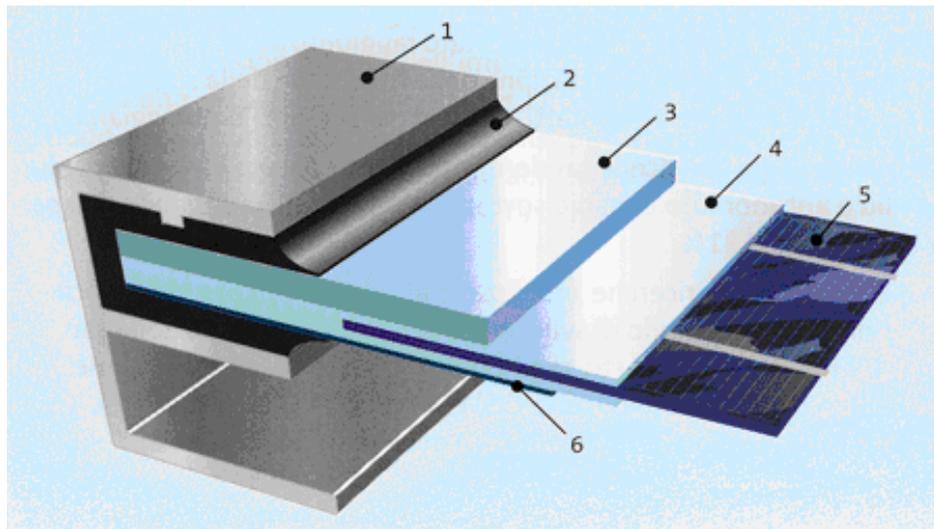


Figura 11: struttura schematica della cella fotovoltaica [11]



1) Cornice in alluminio, 2) Sigilante, 3) Vetro, 4) Eva, 5) Cella 6) Tedlar

Figura 12: struttura della cella fotovoltaica [11]

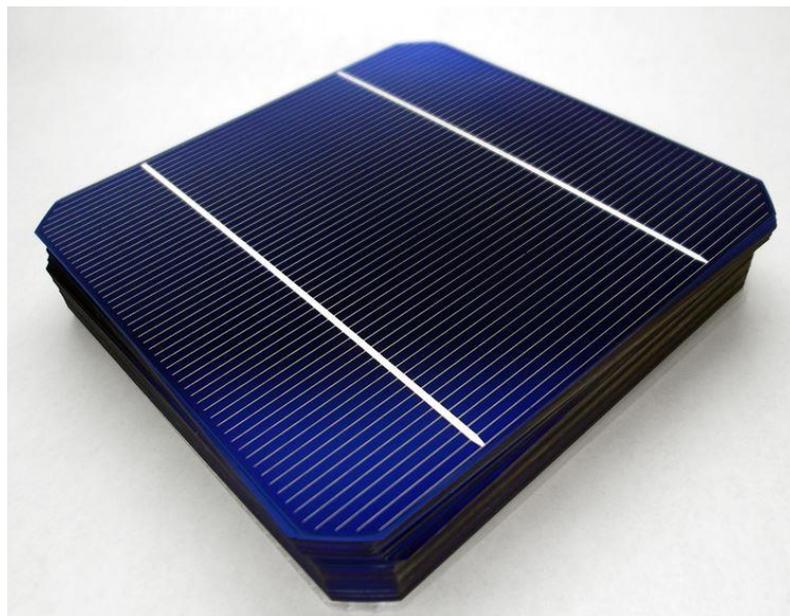


Figura 13: cella fotovoltaica [11]

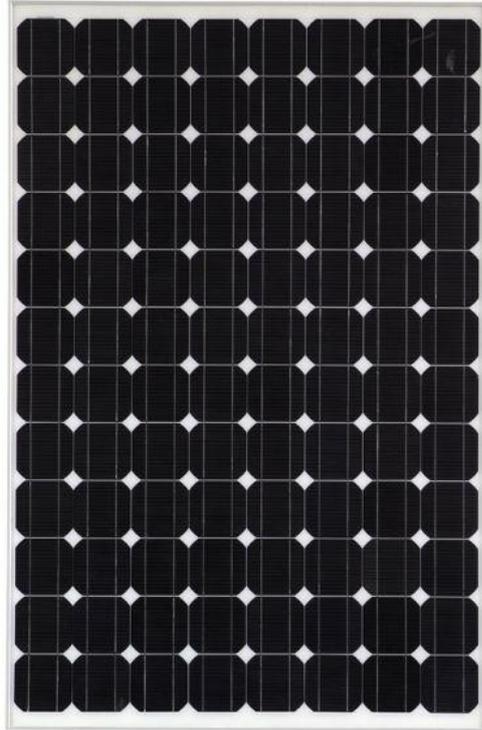
A seconda della tipologia di cella utilizzata, variano le caratteristiche di operatività e di sopportazione di alcune condizioni, pertanto varia l'efficienza e il costo correlato. Le celle fotovoltaiche sono costituite da silicio, materiale poco reattivo, abbondante nella crosta terrestre e facilmente drogabile con altri elementi per variarne le proprietà: il silicio è un semiconduttore intrinseco e, a seconda che vengano inseriti elementi con un numero maggiore o minore di elettroni, rispetto al silicio stesso (definiti elementi di *tipo n* e di *tipo p*), si generano lacune o eccessi di elettroni che rendono il silicio originario maggiormente conduttivo.

Ogni cella è costituita da una sottile fetta di silicio (chiamata wafer), dello spessore di circa 0,3 mm, che viene lavorato attraverso processi atti a sfruttare le proprietà fisiche e chimiche del silicio puro, contaminandolo con impurità di atomi trivalenti o pentavalenti, la fine di modulare la conducibilità e renderlo più resistente ai cambi di temperatura, incrementandone anche la performance [12].

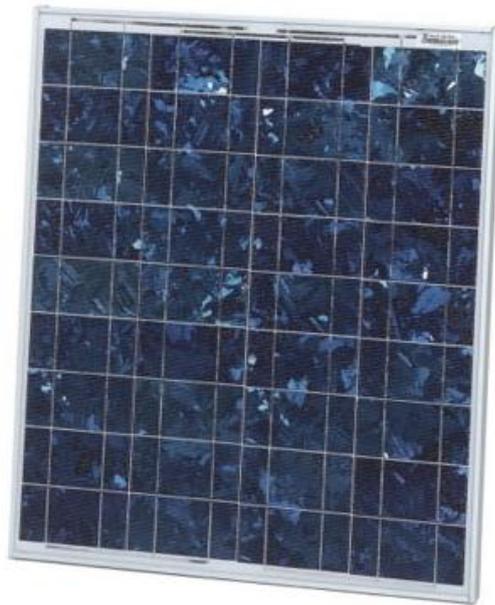
Si distinguono tre diverse tipologie di celle in silicio:

- Celle in silicio monocristallino: tipologia di silicio più pura, con efficienza che si aggira attorno al 13-17% che rimane circa costante nel corso della vita della cella. Le celle di questo tipo hanno una forma perfettamente quadrata e, per formare un modulo, se ne accostano da 30 a 70; vengono poi ricoperte da una lastra di vetro e circondate da una cornice di alluminio, in modo da aumentare la resistenza e la rigidità. Sono però molto sensibili alla presenza di ombre, anche parziali: se il pannello è anche solo parzialmente coperto, l'intero circuito risulta non funzionante. I moduli costituiti da celle monocristalline vengono adoperati quando la superficie disponibile non è molta: hanno una capacità di produzione elevata (per produrre 1 kWh necessitano di  $6 \text{ m}^2 - 0,167 \text{ kWh/m}^2$ ) ma presentano un costo più elevato. Grazie alle loro caratteristiche risultano essere maggiormente efficienti nella stagione fredda, a causa delle più basse temperature, essendo questi moduli molto sensibili alle alte temperature.
- Celle in silicio policristallino: tipologia di silicio meno pura rispetto alla precedente, con un'efficienza che si aggira attorno al 12-14%, costante nell'arco della vita della cella. Presentano una forma quadrata con gli angoli smussati, pertanto la produttività è leggermente ridotta rispetto al caso precedente: per produrre 1 kWh servono  $8 \text{ m}^2 (0,125 \text{ kWh/m}^2)$  ma la tolleranza alle alte temperature è maggiore, quindi il rapporto tra costo ed efficienza è migliore rispetto al caso precedente e risulta più efficiente nella stagione calda.
- Pannelli a film sottile: nuova tecnologia, capace di assorbire la luce fino a 350 volte in più rispetto al silicio cristallino. Hanno un'efficienza media di 11-13% ma sono più facilmente installabili e ciò riduce il loro costo.

Vengono mostrati i differenti tipi di celle e moduli, nelle figure seguenti:



*Figura 14: modulo fotovoltaico costituito da celle monocristalline [11]*



*Figura 15: modulo fotovoltaico costituito da celle policristalline [11]*



*Figura 16: modulo fotovoltaico a film sottile [11]*



*Figura 17: dettaglio del film sottile [11]*

Le differenti tipologie esistenti di celle fotovoltaiche comportano un diverso modo di reagire alle stesse condizioni di utilizzo e, di conseguenza, un diverso grado di invecchiamento: la tabella sottostante mostra, a seconda del tipo di silicio, il tipo di degrado e invecchiamento possibile i quali verranno brevemente spiegati nel seguito. Ci si sofferma solo sul silicio cristallino (mono o poli) in quanto è la tipologia più diffusa ed utilizzata sugli impianti e perché gli impianti studiati in questa tesi non presentano celle a film sottile.

FENOMENO	SI-CRISTALLINO	SI-AMORFO
PID (Partial Induced Degradation)	SI	SI
Effetto Stabler	NO	SI
Degrado da Radiazione Ionizzante	SI	SI
Degrado da Impurità	SI	RARO
Altri Effetti	SI	SI

*Tabella 1: elenco dei possibili effetti di degrado sulle celle [10]*

## 2.1.1 Fenomeni di degrado delle celle

Nel presente capitolo vengono brevemente illustrati i fenomeni di degrado che possono intaccare le celle dei pannelli fotovoltaici al fine di rilevare le cause principali di guasto:

- **PID:** degradazione indotta da potenziale, ovvero dalla migrazione delle cariche dei wafer di silicio verso la cornice dei moduli e verso terra, a causa di un potenziale esterno. È un fenomeno poco riscontrato ma molto incidente sulle prestazioni in quanto è in grado di polarizzare la cornice dei moduli attraverso la corrente di dispersione che disturba l'effetto fotovoltaico utile alla produzione energetica. L'effetto PPID aumenta all'aumentare della tensione di sistema perché aumenta il campo elettrico che spinge gli elettroni con maggiore intensità fuori dal wafer; per tenere sotto controllo tale fenomeno è utile mantenere le tensioni DC dei pannelli piuttosto basse. Quando si verifica l'incremento di temperatura della cella, si ha una maggiore agitazione termica nel reticolo che comporta la più alta probabilità che gli elettroni escano del reticolo, pertanto viene incrementato l'effetto PID; anche la bassa resistenza del materiale isolante attorno al wafer di silicio, la sporcizia del vetro che lo ricopre e l'isolamento del contatto posteriore, sono fattori capaci di far verificare tale effetto.
- **EFFETTO STABLER:** è dovuto a cambiamenti metastabili del silicio idrogenato presente nella giunzione della cella. Non è ancora ben nota l'origine di tale effetto, ma

lo si associa alla rottura dei legami tra idrogeno e silicio dovuta all'irradiazione solare: in questo modo gli atomi di idrogeno sono liberi di muoversi e quindi di rompere i legami tra due atomi di silicio attenuando il potere di conversione della congiunzione la quale risulta impoverita dei suoi elementi costituenti.

- **EFFETTO DI DEGRADAZIONE DA RADIAZIONI IONIZZANTI:** è causato dal bombardamento delle onde elettromagnetiche ad alta energia e frequenza (raggi  $\beta$  e  $\gamma$ ) che fanno perdere al modulo la capacità di trasformare la luce solare in energia, in modo proporzionale alla quantità di radiazione assorbita. Alla base del processo di invecchiamento c'è proprio l'effetto della radiazione ionizzante che interferisce con il reticolo di silicio, spostando gli atomi dalla loro configurazione originale e diminuendo il potere di conduzione della parte semi-conduttrice della cella. I moduli fotovoltaici policristallini risentono maggiormente di questo effetto in quanto i reticoli sono più complessi e quindi presentano probabilità più elevate di essere modificati, rispetto a quelli semplici, anche a causa della presenza delle impurità presenti.
- **ALTRI EFFETTI:** sono gli effetti che si verificano all'esterno della cella, dovuti ad esempio da: effetti progettuali, infiltrazione di umidità, sigillatura mal fatta tra il wafer di silicio e il vetro sovrastante, ossidazione dei condotti, annerimento del vetro anteriore (browning). A causa di questi difetti si ha un incremento della resistenza ed un decremento della tensione di circuito aperto, le quali sono in grado di provocare perdite di produzione consistenti [10].

Per tenere in considerazione il degrado e l'invecchiamento si utilizza un fattore denominato *Aging Rate* ( $Ar$ ), il quale identifica la percentuale di perdita del rendimento di conversione della radiazione solare rispetto al rendimento nominale iniziale.

$$\eta = \eta_{iniziale} [n * (1 + Ar)]$$

Nella formula,  $n$  rappresenta l'anno di cui si vuole valutare il rendimento, a seguito del primo anno di installazione;  $\eta$  e  $\eta_{iniziale}$  sono rispettivamente il rendimento iniziale dei moduli ad inizio vita e quello risultante all'anno  $n$ , espressi in percentuale;  $Ar$  è il tasso di invecchiamento dei moduli, espresso in percentuale di rendimento persa ogni anno e riferita al rendimento nominale (invecchiamento a quote costanti) [%/anno]. Da quanto detto si evincono alcuni comportamenti non causali nell'invecchiamento dei moduli fotovoltaici molto importanti per capire i meccanismi che agiscono su questi stessi fenomeni: è stato rilevato che, se si mettono su un istogramma, i valori di invecchiamento dei moduli provenienti dalle varie ricerche e pubblicazioni, si evince una distribuzione ben approssimabile alla distribuzione di Weibull; ciò

è probabilmente dovuto alla quantità e alla qualità del drogaggio presente in ogni modulo da una parte, e dall'errore di misura (e umano) coinvolto nel processo, dall'altro. Ciò viene interpretato come valore atteso e non come coefficiente medio di invecchiamento. Si rileva anche la differenza tra le statistiche fatte prima del 2000 e quello dopo lo stesso anno (in particolar modo dopo l'anno 2012 nel quale l'attenzione alla qualità dei processi di produzione è diventata fondamentale per poter concorrere sul mercato), che comportano significativi abbattimenti dei tassi di invecchiamento (compresi tra il 10 e il 30%) grazie alla maggiore precisione ed alla minore presenza di impurità introdotte durante il processo produttivo.

Di seguito viene mostrata, in tabella, la produzione mediamente persa in 30 anni di funzionamento a causa dell'invecchiamento con i relativi coefficienti di invecchiamento come variazione del coefficiente di rendimento nel tempo in %/anno.

<b>Tecnologia</b>	<b>Prima 2000</b>	<b>del Dopo 2000</b>	<b>il Produzione persa in 30 a causa dell'invecchiamento</b>
Si-amorfo	-0,96	-0,87	13,46%
Si-policristalino	-0,61	-0,64	9,90%
Si- monocristallino	-0,47	-0,36	5,57%

*Tabella 2: tassi di invecchiamento e produzione che ci si aspetta di perdere a causa dei fattori di invecchiamento*

Le due figure seguenti mostrano, rispettivamente, le perdite di produzione annua causate dall'invecchiamento, e l'andamento del rendimento al variare del tempo, per le diverse tecnologia esaminate.

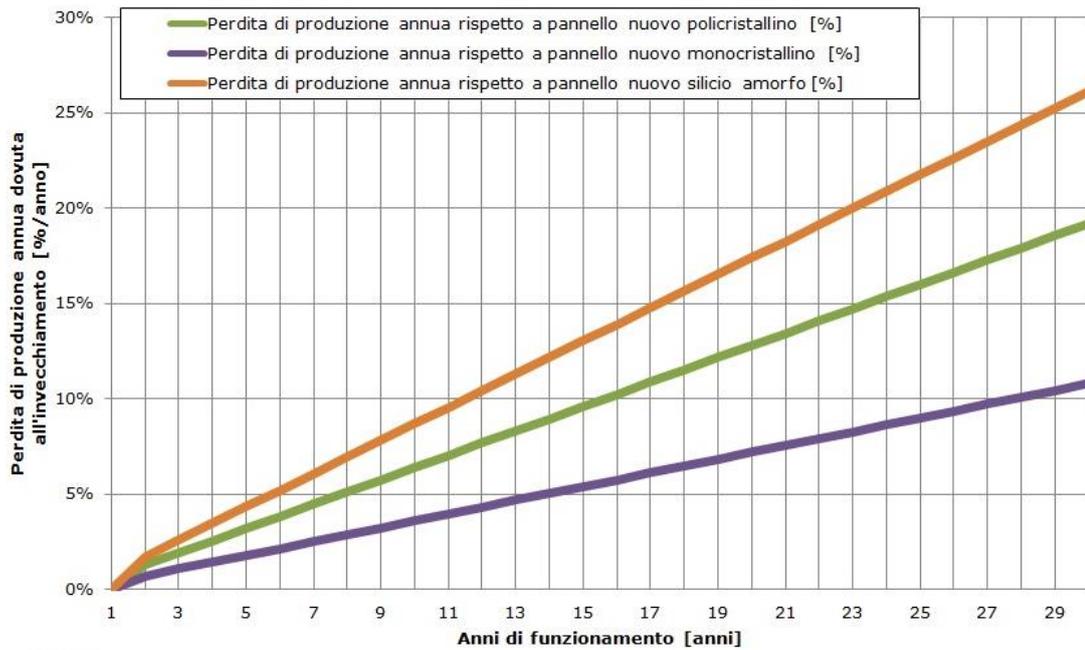


Figura 18: perdite di produzione a causa dell'invecchiamento [3]

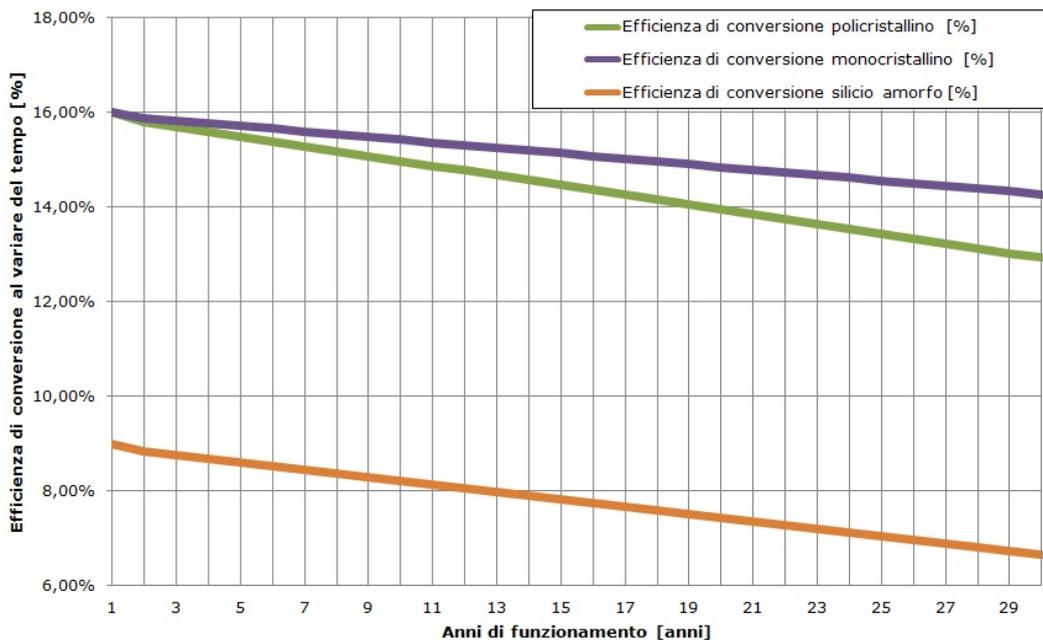


Figura 19: rendimento dei moduli in funzione del tempo [3]

Dall'analisi effettuata si evince come, ad oggi, la tecnologia mono cristallina garantisce i tassi di invecchiamento più bassi nei moduli commerciali/industriali, anche se complessivamente hanno un costo relativamente più elevato. I risultati ottenuti sono dovuti principalmente a due fattori:

- Alla semplicità ed alla stabilità del substrato cristallino che risulta più semplice da lavorare e meno intaccabile dagli agenti esterni che sono in grado di inquinare il wafer di silicio con elementi estranei;
- Alla struttura molecolare che, essendo più semplice rispetto a quella del silicio policristallino, risulta più stabile nel tempo.

Non va dimenticato però che l'invecchiamento non è l'unico fattore da tenere in considerazione nel computo delle perdite negli impianti fotovoltaici: la quota di perdita maggiore è da associare alla temperatura. Una valutazione globale, che tenga in considerazione la dislocazione, il clima e l'utilizzo adibito all'impianto, è da effettuarsi per poter scegliere correttamente la tecnologia di impiego.

## 2.1.2 Il modulo fotovoltaico

Il pannello fotovoltaico è l'insieme dei moduli fotovoltaici atti a produrre energia elettrica e costituisce l'elemento fondamentale per la conversione di energia solare in energia elettrica.

Numerosi sono le cause che possono causare guasto nei moduli:

- Cortocircuito della cella solare con conseguente riduzione della tensione fino a portare a zero la produzione energetica;
- Deterioramento della resina di protezione delle celle a causa di esposizione continua ai raggi solari che, a seguito del rilascio di agenti ossidanti danneggia i contatti metallici;
- Scorretto posizionamento dei moduli: in caso di malfunzionamento di una sola cella, l'intero modulo ne risente dal punto di vista di produzione energetica ma, cercando di sopperire al calo causato dalla cella danneggiata, si surriscalda;
- Danneggiamento della parte elettrica a causa di agenti atmosferici;
- Rottura fisica del modulo causata dalla caduta di gravi;
- Riduzione delle prestazioni a causa del deposito, sul modulo, di neve, foglie, rami o polvere (anche se questo non è un vero e proprio guasto, quanto più un malfunzionamento)

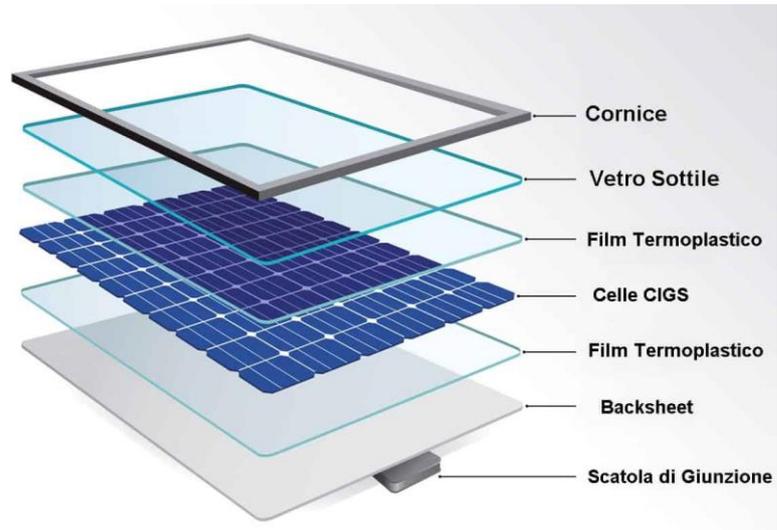
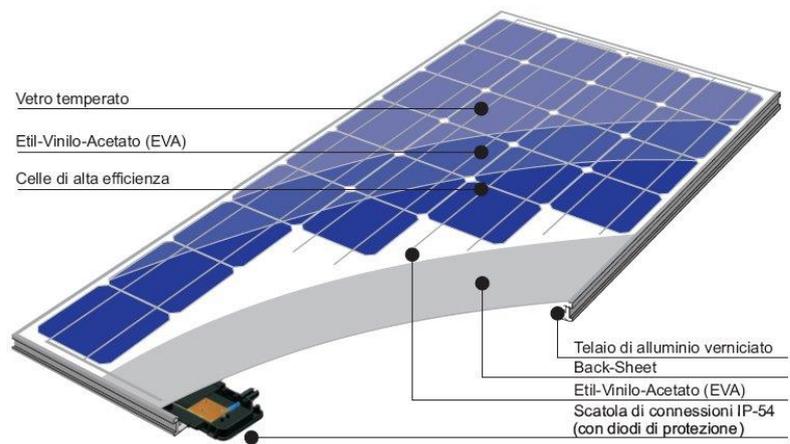


Figura 20: struttura del modulo fotovoltaico [13]



Figura 201: diversi tipi di moduli fotovoltaici [11]

I moduli fotovoltaici sono connessi in serie tra loro attraverso i connettori (fotovoltaici): elementi di plastica con all'interno un filamento di rame. Sono venduti a coppie, un maschio ed una femmina e vengono dichiarati impermeabili e resistenti alle intemperie; il guasto che più affligge questo tipo di elemento è causato all'ossidazione del rame contenuto, con conseguenze di facile intuizione.

Di seguito un'immagine rappresentativa dei connettori fotovoltaici:



*Figura 22: Connettori fotovoltaici*

## 2.2 L'inverter

L'inverter è un apparato elettronico che ha la funzione di trasformare la corrente continua (DC), prodotta dalla cella fotovoltaica, in corrente alternata (AC), pronta per poter essere utilizzata in rete, ad una data tensione e frequenza che, di norma 230 V e 50 Hz rispettivamente inoltre l'inverter ha anche lo scopo di controllare e monitorare l'intero impianto. A scopo descrittivo si può vedere un inverter come un trasformatore modificato con l'aggiunta di un circuito a transistor: l'alternatore riesce a trasformare energia meccanica in elettricità in forma di corrente alternata attraverso il fenomeno dell'induzione elettromagnetica.

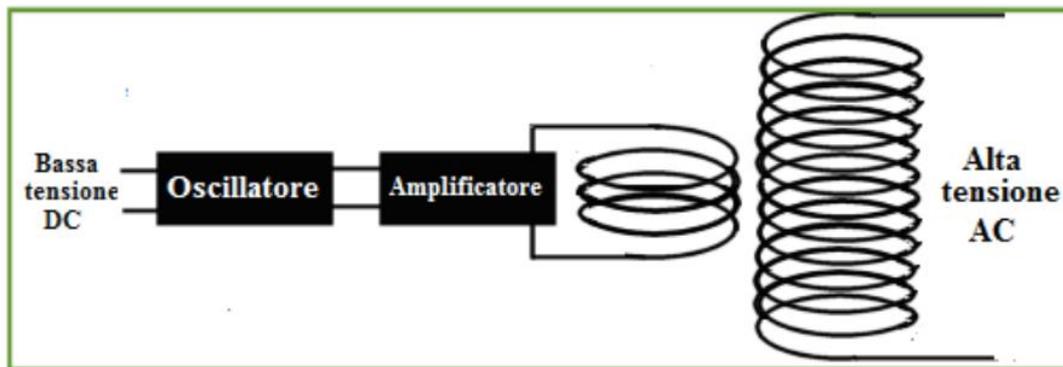


Figura 23: inverter visto come un trasformatore [14]

Le due bobine sono entrambe attraversate da corrente elettrica alternata e a seconda di quanti avvolgimenti presenta la bobina cambia la quantità di tensione generata: se la direzione della corrente cambia, la polarità del polo magnetico cambia, quindi nel trasformatore la bobina secondaria può modificare la tensione prodotta da quella primaria. Se nell'alternatore la bobina primaria è attraversata da corrente continua, come nel caso del fotovoltaico, nella bobina secondaria non si formerà corrente indotta non avendo variazione di campo magnetico, ma se si riesce ad ottenere un cambio della direzione della corrente continuamente e rapidamente, allora si ha il funzionamento da inverter; per ottenere l'inversione della direzione si usano circuiti a transistor o tristori.

L'elemento atto a convertire effettivamente l'energia solare in energia utilizzabile è l'inverter che, pertanto, necessita di un funzionamento ottimale: è opportuno monitorare costantemente i dati di produzione e tenere sotto controllo periodico i componenti quali fusibili, batterie, ricariche.



Figura 24: inverter

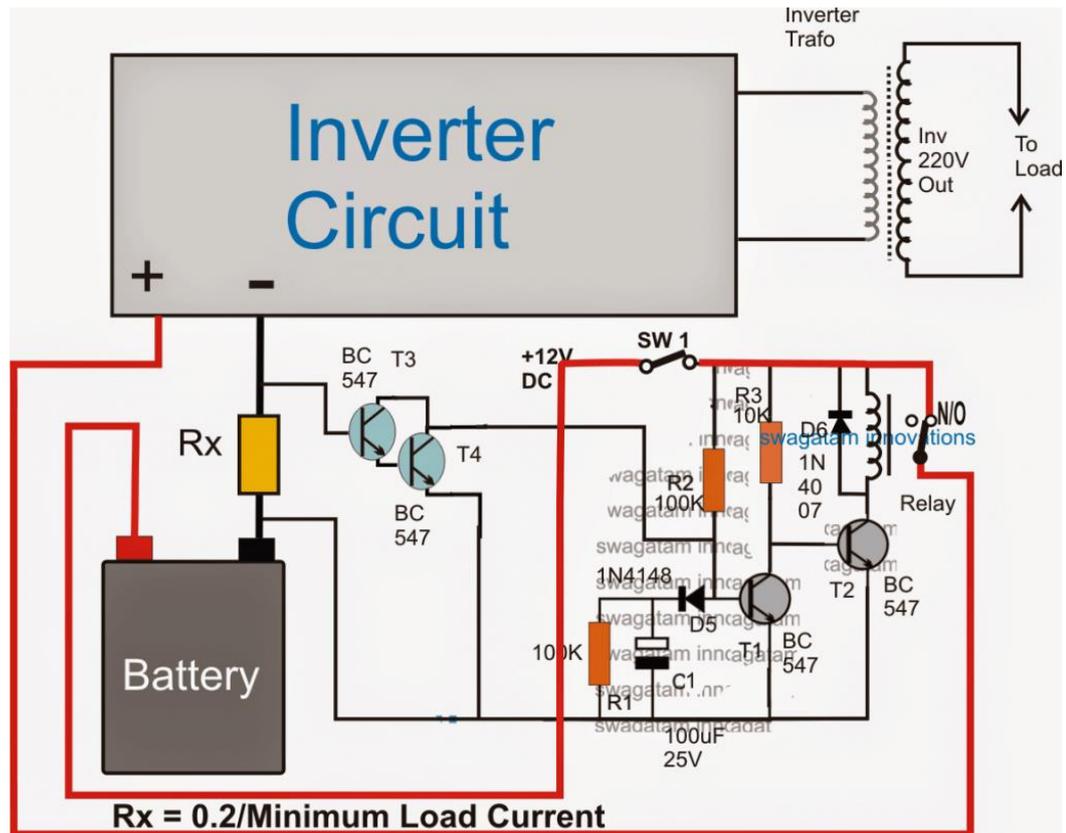


Figura 25: schema elettrico di un inverter [14]

## 2.3 Il quadro di campo

Il quadro di campo è un elemento fondamentale in un impianto fotovoltaico in quanto svolge due importanti funzioni: da un lato permette la connessione in parallelo delle stringhe, dall'altro protegge i moduli e l'impianto nel suo complesso da eventuali sovracorrenti dirette o inverse. Si compone di tre elementi: fusibili, diodi di blocco e interruttore di continua.

Il fusibile è un dispositivo elettrico atto a proteggere un circuito dalle sovracorrenti, causate ad esempio da un cortocircuito, è fondamentale per la protezione integrata dei sistemi; il danneggiamento prevalente di questo elemento è la bruciatura. Quando si ha a che fare con un circuito in corrente continua (DC) ad alta tensione, occorre usare un fusibile di protezione; in commercio si trovano fusibili di ogni forma e dimensione per soddisfare le esigenze, anche in campo fotovoltaico. I fusibili si comportano come interruttori di circuiti, in quanto al loro interno è presente un filamento che rimane intatto se non diventa troppo caldo: se all'interno del fusibile passa una corrente troppo elevata, questo filamento si surriscalda e fonde, interrompendo il circuito. Ogni fusibile, una volta bruciato non è riparabile ma solo sostituibile. Ci sono diverse specifiche tecniche che occorre tenere in considerazione per il corretto

funzionamento del fusibile, la principale è la tensione massima DC che può sopportare; alcuni fusibili riportano sia la tensione DC sia quella AC, con valori anche molto differenti tra le due, occorre perciò assicurarsi di usare fusibili con le corrette caratteristiche di tensione DC e corrente quando li si usa sulla parte DC di un impianto fotovoltaico.

La massima corrente in un circuito di stringa dovrebbe essere il 125% della corrente a corto circuito del pannello ( $I_{sc}$ ): i cavi ed i dispositivi di protezione da sovracorrenti devono essere dimensionato al 125% della massima corrente del circuito, cioè  $1,56 \times I_{sc}$ . Gli standard internazionali (EN7671) per gli impianti alimentati da pannelli fotovoltaici, stabiliscono che i cavi di tali sistemi devono poter condurre una corrente uguale o maggiore di  $1,25 \times I_{sc}$ , con la corrente misurata in condizioni standard (radiazione:  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura di cella pari a  $25^\circ\text{C}$ ) [15].

A seconda delle dimensioni dell'impianto fotovoltaico, sono presenti un numero differente di stringhe di moduli connesse tra loro in parallelo: i sistemi che hanno tre o più stringhe connesse in parallelo necessitano di una protezione per ciascuna stringa perciò sarà installato un fusibile per ogni stringa per proteggere i cavi da eventuali danni e aiuterà a minimizzare i rischi riguardo la sicurezza: sarà in grado di isolare la stringa danneggiata così che il resto dell'impianto fotovoltaico possa continuare a produrre elettricità. I fusibili nella sezione a corrente continua DC dell'impianto forniscono una protezione da sovratensione staccando, quando necessario, i moduli fotovoltaici dall'inverter: questo tipo di fusibili proteggono i pannelli da sovracorrenti inverse e l'inverter da sovracorrenti dirette o indirette, dovute, ad esempio, da un fulmine. I fusibili nella sezione a corrente alternata AC in caso di necessità sono in grado di disconnettere gli inverter dal contatore elettrico. Nei fusibili usati in campo fotovoltaico, le sovracorrenti dovute a guasti possono essere più elevate di quelle normali solo in misura frazionale, pertanto l'eliminazione di tale livello è un grosso onere per il fusibile: da ciò consegue che i fusibili per il fotovoltaico necessitano di bassa corrente minima ovvero la minima corrente di rottura del fusibile. Il fatto di operare a bassi valori di corrente minima è utile soprattutto in periodi di bassa luminosità (come ad esempio mattino presto, tardo pomeriggio o giorni con alta nuvolosità), in quanto l'impianto non produce molta corrente ma la possibilità che si verifichi un cortocircuito è sempre presente.



*Figura 26: fusibili*

I diodi di blocco servono ad isolare le stringhe tra di loro ed assicurare, in caso di corto circuito o ombreggiamento, che le stringhe non intaccate continuino a generare corrente senza che si verifichi l'inversione di corrente nella stringa inattiva. La tensione di blocco del diodo deve essere maggiore della tensione a circuito aperto della stringa in condizioni standard. Il passaggio di corrente all'interno del diodo di stringa, comporta una perdita dell'ordine dello 0,5-2% causata dalla caduta di tensione di circa 0,5-1 V; tutto sommato queste perdite vengono considerate accettabili dati i benefici che risultano dall'utilizzo di tali componenti, sul sistema nel suo complesso.



*Figura 27: diodo di blocco*

Il sezionatore DC rappresenta un'interfaccia fondamentale dal punto di vista della sicurezza del sistema: i moduli fotovoltaici devono poter essere scollegati dal sistema nel punto di alimentazione in caso di guasto. Altrettanto importante è la possibilità di impedire l'alimentazione alla rete in caso di errori di rete e di sistema. Affinché un inverter sia a norma di legge deve avere su entrambi i lati, AC e DC, i sezionatori posizionati e caratterizzati da una

capacità di commutazione del carico adatta, che permetta la disconnessione sicura sotto carico, su tutti i poli. Siccome il sistema fotovoltaico non può essere scollegato sotto carico, come ad esempio per lavori di manutenzione, è necessario avere delle apparecchiature di spegnimento; solitamente nell'inverter sono già integrati i sezionatori, ma gli interruttori DC vengono raccomandati nei quadri di campo per consentire la disconnessione selettiva di una o più stringhe, per permettere al sistema di continuare a produrre energia elettrica [15].



*Figura 28: Sezionatore DC*

Siccome in un impianto fotovoltaico si verificherebbero ingenti danni in caso di alta tensione, deve essere previsto un sistema di protezione ulteriore; esiste un altro componente che ricopre un ruolo molto importante: lo scaricatore di sovratensione. Per evitare che si danneggino i componenti elettronici a causa del passaggio della sovratensione, i picchi di tensione devono avere un percorso verso terra, pertanto tutto il cablaggio in uscita ed in entrata nel sistema deve essere collegato a terra tramite un dispositivo di protezione contro le sovratensioni (SPD) e tutte le superfici conduttive devono essere messe a terra in modo diretto. Ciò permette di evitare che, in caso di fulmini, all'interno dei cavi passi una tensione troppo elevata: gli SPD devono essere installati a monte dell'elemento che va protetto: nel caso dell'inverter devono essere presenti SPD sia sul lato in continua che sul lato in alternata.

Dal punto di vista legislativo esiste un componente che deve essere presente in ogni impianto che immette energia in rete anche se non ha prettamente a che fare con il fotovoltaico: il sistema di interfaccia di rete che serve per gestire in modo corretto l'allaccio e l'integrazione alla rete. È noto che la produzione elettrica da fotovoltaico sia intermittente, non totalmente prevedibile

e, di conseguenza, l'energia immessa in rete risulti discontinua ed irregolare, pertanto è utile avere l'interfaccia per proteggere la rete stessa da anomalie ed impedire all'impianto in produzione di immettere energia qualora la rete fosse satura o abbia alcuni parametri anomali. Nel caso specifico di impianti con potenza maggiore di 20 kWp e che abbiano più di tre inverter, l'interfaccia di rete deve essere esterno agli stessi: tutti gli impianti analizzati in questo studio appartengono a questa categoria.

Inoltre, a monte dell'interfaccia di rete, è necessario installare un interruttore generale, prima dell'immissione in rete della corrente, accoppiato con un interruttore differenziale in modo da proteggere il sistema da eventuali guasti a terra. Questo è un elemento molto semplice ma di notevole importanza, infatti un guasto sullo stesso è capace di interrompere la producibilità dell'intero impianto, pertanto è fondamentale che venga ben dimensionato e controllato.

Sugli impianti di produzione elettrica vengono installati dei contatori di misura: negli impianti di medio-grande taglia ne vengono installati due distinti, per facilitare le operazioni sugli stessi. Il primo contatore è inserito a monte dell'interfaccia di rete e a valle dell'immissione di corrente BT all'utenza: serve per misurare l'energia effettivamente prodotta dall'impianto. Il secondo contatore è inserito a monte dell'interruttore generale ed a valle dell'immissione in MT: è bidirezionale così che possa conteggiare l'energia immessa e quella prelevata dalla rete. Nei contatori di produzione viene installata una SIM telefonica che, in base alla delibera 595/2014 sulla regolazione del servizio di misura, serve per trasmettere, in modo diretto, le letture del contatore di produzione al gestore di rete GSE il quale, in base ai dati ricevuti e dopo i necessari controlli, erogherà i corrispettivi dovuti.

Tutti gli impianti esaminati fanno parte del programma di incentivazione introdotto dal GSE per promuovere l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, detto Conto Energia. In base alla data di installazione e a quella di attivazione, gli impianti rientrano in conti energia differenti: il Primo Conto Energia è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 06/02/2006 che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica. Il D.M. del 19/02/2007 ha istituito il Secondo Conto Energia con il quale sono state introdotte alcune novità quali l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto, la semplificazione delle regole di accesso alle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe anche in funzione della taglia dell'impianto. Nel 2010 è entrato in vigore il Terzo Conto Energia applicabile agli impianti entrati in esercizio tra il 01/01/2011 e il 31/05/2011, introducendo specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative ed impianti fotovoltaici a concentrazione.

Dopo tale data gli impianti entrano nel Quarto Conto Energia. Infine il D.M. del 05/07/2012 vede la pubblicazione del Quinto Conto Energia, il quale ha fissato il costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro [5].

## 2.4 L'efficienza dell'impianto

Nel seguente capitolo verrà studiata l'efficienza dell'impianto fotovoltaico nel suo complesso, tenendo in considerazione il fatto che l'efficienza totale dipende dall'efficienza di ogni singolo componente ed è strettamente collegata alla temperatura ed ai materiali impiegati.

### 2.4.1 L'efficienza del modulo fotovoltaico

L'efficienza della cella fotovoltaica viene definita come rapporto tra potenza elettrica prodotta ed irraggiamento incidente. Essa è limitata a causa di alcuni fattori di perdita, quali:

- Riflessione dei raggi solari incidenti;
- Dispersione degli elettroni inizialmente eccitati dai fotoni che non riescono a produrre corrente elettrica;
- Resistenze parassite associate ai contatti elettrici.

La cella è solitamente costituita da silicio, un materiale semiconduttore con un buon rapporto qualità-prezzo; a seconda della tipologia di silicio impiegata, varia l'efficienza complessiva del componente. Nel caso di silicio monocristallino l'efficienza risulta avere un valore relativamente elevato, tra il 17 e il 20 %, ma a fronte di un costo maggiore e un calo di rendimento dello 0,45 % per ogni grado centigrado di aumento di temperatura. Con il silicio policristallino (che presenta un grado di purezza inferiore) l'efficienza risulta del 16% comportando anche un costo inferiore; infine il silicio amorfo ha un'efficienza compresa tra il 6 e l'8% ma il suo costo è prettamente più accessibile. La scelta del materiale utilizzato varia a seconda della tipologia di impianto da realizzare e della località di installazione [10].

Siccome lo studio riguarda impianti fotovoltaici situati in Italia, le stime sulla producibilità e sull'irraggiamento, vengono fatte prendendo in considerazione dati riguardanti il Paese in questione: quando si studia la producibilità di un impianto fotovoltaico bisogna tenere in considerazione l'energia irraggiata annualmente sul piano dei moduli; la superficie captante;

l'efficienza dei pannelli ma anche la stima delle perdite. La producibilità di S metri quadri di pannelli fotovoltaici (produzione/kWh) è pari a

$$\frac{\text{produzione}}{S} = E_{irr} \eta_{pannelli} \eta_{globale}$$

Assumendo valori medi per l'energia irraggiata (1750 kWh/m<sup>2</sup> anno), l'efficienza di un singolo pannello (0.14) e l'efficienza globale dell'impianto (0.78) e facendo l'ipotesi di assenza di ombreggiamenti, si scopre che in Italia la producibilità specifica media di un impianto fotovoltaico fisso, orientato in maniera ottimale (Azimut 0° e Tilt 30°), è pari a 191 kWh/m<sup>2</sup> anno a cui va aggiunto o sottratto un 15% in funzione della località.

Per ottenere valori più specifici, andrebbe valutata con maggior precisione l'efficienza globale dell'impianto che dipende da diversi fattori ed è correlata a differenti tipologie di perdite che di seguito verranno brevemente spiegate:

- Perdite per temperatura;
- Perdite di riflessione;
- Perdite per irraggiamento;
- Perdite causate dalla sporcizia;
- Perdite di ombreggiamento locale;
- Perdite per mismatching;
- Perdite ohmiche;
- Perdite nel sistema di conversione.

Le perdite per temperatura sono dell'ordine dello 0,3-0,5 %/°C e sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della temperatura: superata una certa temperatura (che si aggira attorno ai 45 °C), maggiore è l'aumento di temperatura, maggiore è la riduzione di efficienza rispetto alle condizioni standard (25 °C).

Le perdite per riflessione ammontano al 3 % per i sistemi fissi e al 1,5 % per i sistemi ad inseguimento; sono dovute alla quota di radiazione luminosa riflessa dal vetro di protezione delle celle fotovoltaiche e sono considerate inevitabili pertanto intrinseche al sistema. Le perdite causate dal livello di irraggiamento sono dovute al fatto che se quest'ultimo non supera i 1000 Wh/m<sup>2</sup> gli inverter non entrano in funzione per cui non si ha produzione di energia elettrica: nelle prime ore del mattino, nel tardo pomeriggio e nelle giornate di scarso irraggiamento (causa nuvolosità, ad esempio) non si sviluppa il voltaggio tale da far azionare

la macchina di conversione. Tali perdite si aggirano attorno a valori di 2-3 % per sistemi fissi e 1 % per sistemi ad inseguimento, sono influenzate anche dalla latitudine e quindi risultano maggiori nel Nord Italia.

Le perdite causate dalla sporcizia residua sui moduli, dovuta prevalentemente ai depositi di pulviscolo e calcare sulla superficie del vetro, coprono circa l'1 % delle perdite totali per impianti con moduli aventi inclinazione maggiore di 20°, arrivano fino al 6-7 % per moduli con un'inclinazione molto bassa [11].

Le perdite per ombreggiamenti locali non possono essere considerate perdite intrinseche al sistema, pertanto costituiscono un discorso a sé stante che va però tenuto in considerazione nel momento in cui si progetta l'impianto fotovoltaico: nel caso in cui una cella venga oscurata, cessa di comportarsi come un generatore bensì come un diodo polarizzato inversamente comportando il blocco della corrente generata, azzerando così l'energia prodotta dall'intero modulo. Nel caso in cui la cella venga solo parzialmente oscurata, la corrente generata dal modulo è pari a quella che verrebbe generata dalla cella presa singolarmente: ogni singolo modulo si comporta come se tutte le celle che lo compongono ricevessero una quantità di radiazione solare pari a quella captata dalla cella meno esposta perciò questo si traduce in una perdita di energia proporzionale alla percentuale di superficie ombreggiata.

Le perdite per mismatching si verificano praticamente su ogni impianto in quanto sono dovute alle piccole divergenze elettriche che si riscontrano tra un pannello e l'altro: se moduli con caratteristiche diverse sono connesse in serie, la resa dell'intera serie di moduli sarà limitata dal comportamento di quella a prestazione più bassa. Tali perdite si aggirano attorno a valori di 2-3 %.

Le perdite ohmiche sono perdite elettriche che dipendono dalla dissipazione di energia in calore a causa dell'effetto Joule nei cavi e sono correlate alla dimensione della sezione e della lunghezza dei cablaggi; hanno valori che si aggirano attorno al 3-4 %.

Le perdite del sistema di conversione, infine, sono correlate all'efficienza dell'inverter e alle perdite nel trasformatore pertanto hanno un valore variabile a seconda dei casi.

Note tutte le perdite, il rendimento globale si ottiene dal prodotto delle efficienze specifiche. Una caratteristica delle celle fotovoltaiche cristalline è che il loro rendimento si mantiene nel tempo più o meno costante, infatti i costruttori garantiscono perdite inferiori al 20% dopo i 25 anni di utilizzo; per le celle di tipo amorfo, invece, le perdite sono stimate attorno al 30% nei primi due anni, ma poi l'efficienza risulta assestarsi ad un valore costante.

## 2.4.2 L'efficienza dell'inverter

L'efficienza degli inverter esprime la capacità di tradurre la potenza elettrica proveniente dalle stringhe dell'impianto fotovoltaico (continua), in potenza elettrica in uscita dallo stesso (alternata), in funzione dell'irradianza; la qualità degli inverter è dipendente dalla regione in cui viene installato in quanto è strettamente legato all'irradianza solare. Nell'inverter è presente un dispositivo integrato (MPPT: Maximum Power Point Tracker) che, ad ogni istante, legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto (ovvero la potenza) e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione, è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza o meno; a seconda del responso agisce sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale.

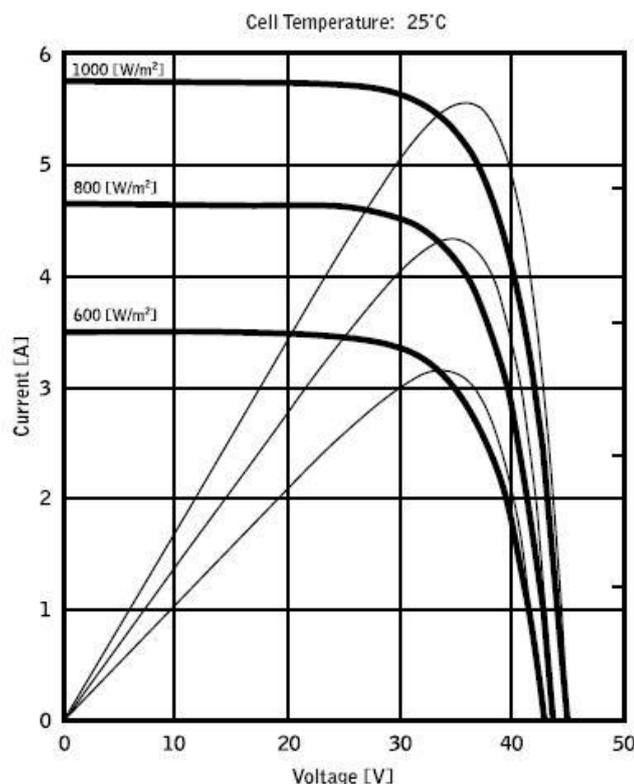


Figura 29: curve caratteristiche di moduli fotovoltaici [12]

È evidente come il corretto funzionamento dell'inverter e del modulo fotovoltaico siano strettamente correlati: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno energia. L'irraggiamento solare su un modulo fotovoltaico è molto variabile dipendendo dalla posizione solare, dalla posizione del modulo stesso, dalla presenza di nubi e ombre; per questo a seconda dei valori dell'irraggiamento e della temperatura, il modulo sviluppa una famiglia di curve caratteristiche su ognuna delle quali

esiste uno ed un solo punto per cui è massimizzato il trasferimento di potenza (massimo prodotto tra  $V$  e  $I$ ) e quindi entra in gioco il dispositivo presente nell'inverter.

L'inverter controlla e monitora l'intero impianto: da un lato garantisce che i moduli fotovoltaici funzionino sempre al massimo delle loro prestazioni (in funzione dell'irraggiamento e della temperatura), dall'altro monitora costantemente la rete pubblica operando sempre in sicurezza. A seconda della tipologia di inverter e del tipo di installazione, l'inverter svolge una specifica funzione: regola la tensione e la frequenza dell'energia elettrica; ottimizza la potenza, trovando sempre i valori migliori di tensione e corrente sulla curva caratteristica, attraverso la funzione di MPPT; monitora il funzionamento dell'impianto e quindi il rendimento, segnalando, attraverso un sistema di interfaccia, eventuali anomalie o guasti interni; monitora la rete elettrica a cui è collegato, proteggendo il sistema da cortocircuiti o sovratensioni di rete; gestisce la temperatura nell'involucro dell'inverter per mantenere il funzionamento in condizioni ottimali. Esistono due tipologie di inverter:

- Monofase per usi civili e impianti di piccole-medie dimensioni;
- Trifase per usi industriali e impianti di grandi dimensioni;

e possono avere o meno il trasformatore che consente la separazione galvanica e permette la messa a terra dei moduli fotovoltaici; se non prettamente necessario si tendono ad utilizzare inverter senza trasformatore in quanto più piccoli e maneggevoli e con un grado di rendimento maggiore. Quest'ultimo indica quale percentuale di energia immessa sotto forma di corrente continua, viene riemessa sottoforma di corrente alternata. Il rendimento di un inverter dipende prevalentemente dalla radiazione solare e dalla tensione della corrente in entrata e, ad oggi, quelli presenti sul mercato hanno un'efficienza superiore al 90 %.

A seconda di come vengono connessi i moduli tra loro, si distinguono diverse tipologie di inverter:

- Inverter di stringa per moduli fotovoltaici collegati in serie;
- Inverter multi-stringa che dispongono di due o più entrate di stringa con inseguitore MPP dedicato: è utilizzato quando il generatore fotovoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato;
- Inverter centrali che, pur avendo grande potenza, hanno un unico inseguitore MPP e sono adatti per grandi impianti con generatore omogeneo.

## Capitolo 3

### L'importanza del monitoraggio

Dal capitolo precedente si evince come il rendimento di un impianto fotovoltaico sia strettamente correlato al buon funzionamento di ogni singolo componente e il legame che intercorre tra gli stessi.

È fondamentale operare una buona azione di monitoraggio anche da remoto, in modo da prevenire potenziali problematiche che, se non adeguatamente controllate, possono causare ulteriori problemi di più difficile risoluzione che causano inevitabili perdite di produzione.

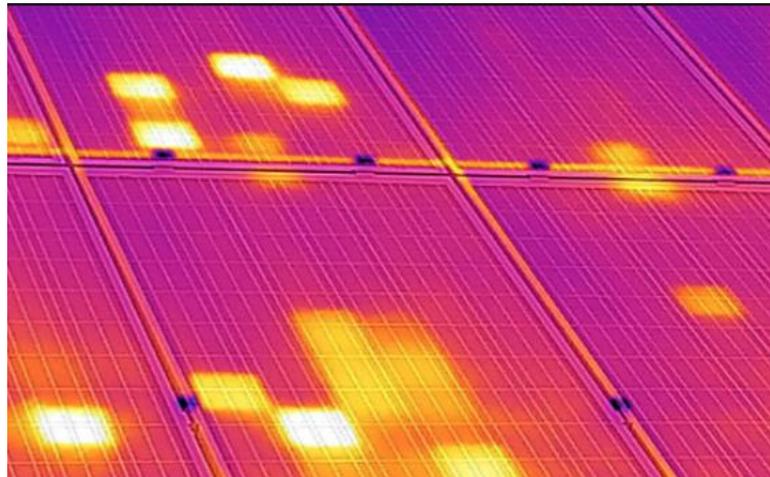
Uno dei fenomeni che maggiormente si riscontra è la dispersione, soprattutto in seguito a forti piogge, come conseguenza di uno scarso isolamento elettrico; un altro è l'aumento incontrollato di temperatura, che può colpire sia l'inverter sia il modulo stesso, con conseguenti effetti sulla producibilità.

Ogni impianto fotovoltaico presenta, sia prima del collegamento alla rete, sia durante il processo di immissione, un potenziale elettrico differente alla terra: solo un isolamento adeguato rispetto alla terra impedisce alle correnti provenienti dall'impianto fotovoltaico di riversarsi a terra, escludendo il pericolo in caso di contatto e ulteriori perdite; la corrente totale di dispersione è la somma delle correnti di ogni singolo componente (moduli fotovoltaici, cavo CC ed inverter). Lo scopo della misurazione della resistenza di isolamento, elemento parassita del circuito, è capire se ci sono dispersioni o meno nel sistema: i valori accettabili di questa resistenza vanno da 1 M $\Omega$  (valore appena sopra il limite di accettabilità) a 200 M $\Omega$  (valore che indica buona funzionalità). Se, nel momento in cui si fa la verifica di resistenza, il valore misurato in uscita è minore (e tendente a diminuire) rispetto al valore misurato in ingresso, significa che non ci sono dispersioni nel sistema in analisi (inverter, stringa).

Un impianto fotovoltaico necessita di una buona aerazione dei componenti per evitare che, stando costantemente sotto la radiazione solare, si possano verificare effetti indesiderati quali l'aumento della temperatura con conseguente calo dell'efficienza di produzione. L'aumento della temperatura può interessare sia il locale inverter, sia il modulo fotovoltaico stesso: nel primo caso è dovuto dal fatto che, soprattutto in impianti di grandi dimensioni, la cabina degli inverter ne contiene tanti che, dopo ore di lavoro, si surriscaldano e, se non adeguatamente raffreddati, si spengono per sistema di sicurezza. L'aumento di temperatura riguardante i moduli, invece, è causato da parziali ombreggiamenti, microfratture nelle celle o sporcizia localizzata sulle stesse: si manifesta il fenomeno denominato Hot-Spot. In caso di oscuramento

di una cella del modulo, non producendo questa la corrente come dovrebbe, si trova polarizzata inversamente con una tensione prossima a quella a vuoto di tutta la serie di celle presenti nel modulo, causando il rischio di conduzione inversa. In questo caso la cella dovrebbe dissipare la potenza generata dalle rimanenti, con il conseguente aumento di temperatura localizzato che può degenerare in distruzione della cella per sovratemperatura: un modulo che presenta la sopradescritta situazione dovrebbe essere sostituito nel minore tempo possibile sia per evitare la mancata produzione, sia per evitare problematiche connesse alla possibilità di incendio. La manifestazione più evidente è l'aumento considerevole delle temperature, fino a raggiungere valori che si aggirano attorno ai 100°C, nella cella affetta dal problema, ciò causa seri problemi di affidabilità ed efficienza produttiva dell'impianto: una cella affetta da Hot-Spot può essere causa di innesco di un incendio. Un modo per ovviare alla problematica, in modo temporaneo, è quello di cortocircuitare la cella danneggiata attraverso l'uso di diodi di by-pass in modo da non inibire totalmente la produzione.

La figura mostra un'immagine ricavata con la termocamera, nella quale vengono evidenziati i punti affetti da hot-spot in un pannello fotovoltaico.



*Figura 30: rilevamento del fenomeno di hot-spot con termocamera*

Le problematiche sopra descritte mettono in evidenza l'importanza del ruolo che il monitoraggio ha sulla gestione e sulla producibilità di un impianto nel suo complesso: riuscire ad identificare quasi in tempo reale un avvenimento che, se trascurato, porterebbe all'insorgere di problematiche più gravi, e quindi riuscire ad evitare un forte calo di produzione energetica, è il principio base richiesto da ogni proprietario di un impianto produttivo ed è fattibile solo attraverso un canale di monitoraggio quotidiano. Oltre a ciò, il monitoraggio da remoto permette di accorgersi di alterazioni anomale del sistema, senza necessariamente recarsi in sito, e di conseguenza permettere di avere un'ampia visuale sul campo in ogni momento.

L'azienda in cui è stato redatto questo studio, la TGE S.R.L., adopera un sistema di monitoraggio da remoto chiamato Meteocontrol: si tratta di un portale informatico su cui si possono registrare i diversi impianti che si vogliono monitorare e da cui è possibile ottenere informazioni giornaliere sullo stato effettivo del campo fotovoltaico in questione. Meteocontrol è un sistema di monitoraggio basato sulle attività degli inverter: al sistema produttivo sono collegati dei Weblog atti a trasmettere i dati di produzione al portale visibile da remoto. Per ogni impianto registrato sul portale è possibile visionare l'energia prodotta da ogni singolo inverter installato, la quantità di irraggiamento giornaliera, la corrente e la tensione lato AC e lato DC, i dati dell'impianto quali grandezza, numero e tipologia di inverter e moduli fotovoltaici, coordinate geografiche e tanti altri parametri di interesse. Aspetto fondamentale di questo sistema è che i dati vengono tenuti in memoria dal momento dell'iscrizione al portale per tutta la durata di vita utile dell'impianto; inoltre i dati di produzione sono cumulativi quindi, giorno per giorno, è possibile sapere, ad esempio, la quantità di energia prodotta dall'impianto fino a quel momento. È ovvio che i dati riguardanti la produzione energetica ed i conseguenti introiti economici, siano sotto-stimati in quanto, essendo un portale informatico, alcuni giorni potrebbero verificarsi problemi di rete che non permettono la visualizzazione (e il salvataggio) dei dati, anche se l'impianto è perfettamente in funzione. Attraverso questo sistema è possibile capire, semplicemente guardando la curva della potenza lato AC di produzione, se è presente qualche anomalia come la rottura di un fusibile, ombreggiamento inopportuno o problemi elettrici, permettendo di programmare gli interventi in sito ed agire in tempi rapidi. Il controllo è reso ancora più efficiente proprio dalla possibilità di esaminare le curve caratteristiche in tempi passati: confrontando la curva di potenza di un giorno con un altro, magari a distanza di anni, è possibile capire quale anomalia è in corso. Di seguito vengono riportate alcune immagini prese dal portale di Meteocontrol, per giustificare quanto spiegato finora.

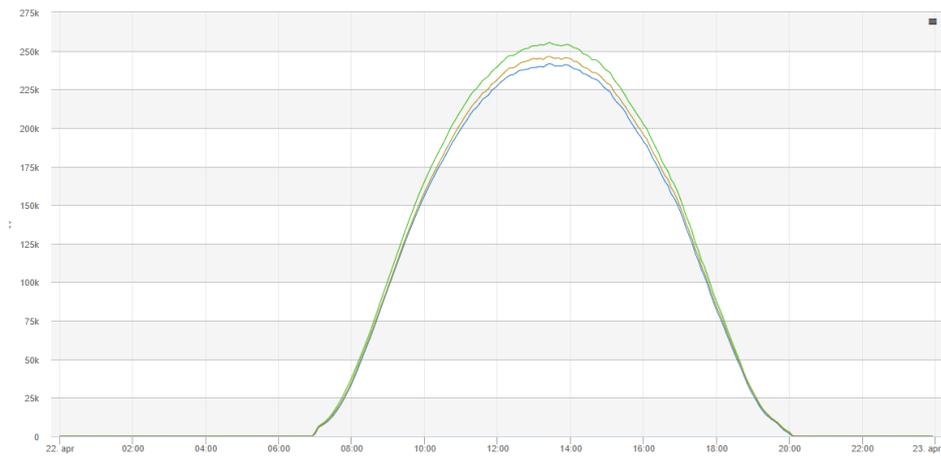


Figura 21: curva caratteristica di produzione (W-ore)

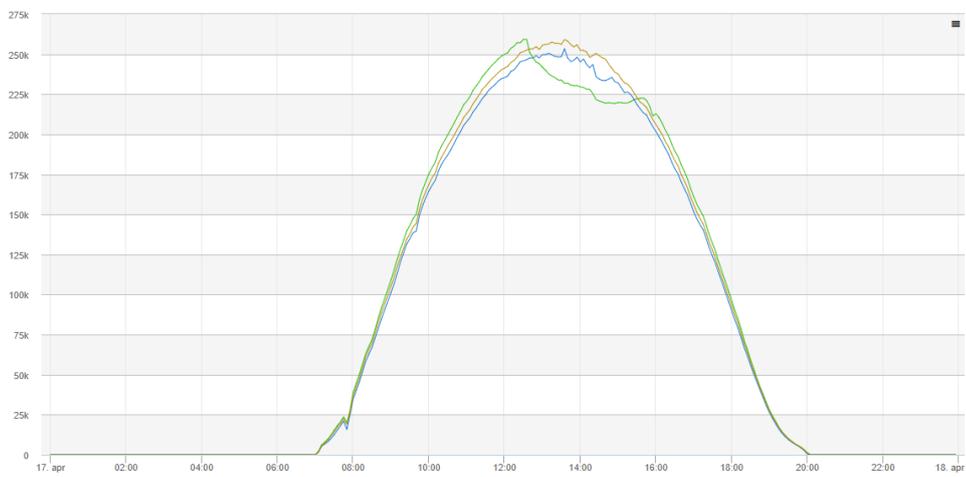


Figura 32: curva con riscontro di aumento di temperatura inverter (W-ore)

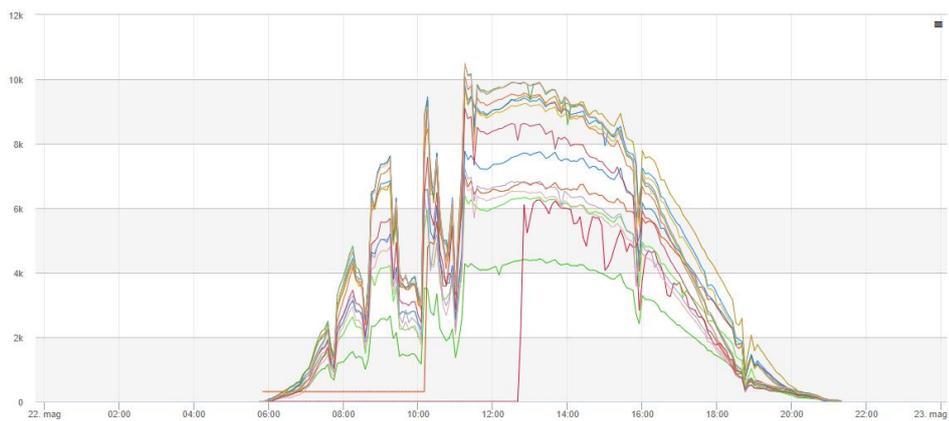


Figura 33: curva con evidenza di problemi di dispersione(W-ore) (si evidenzia anche il passaggio di nubi dalle 6 alle 11)

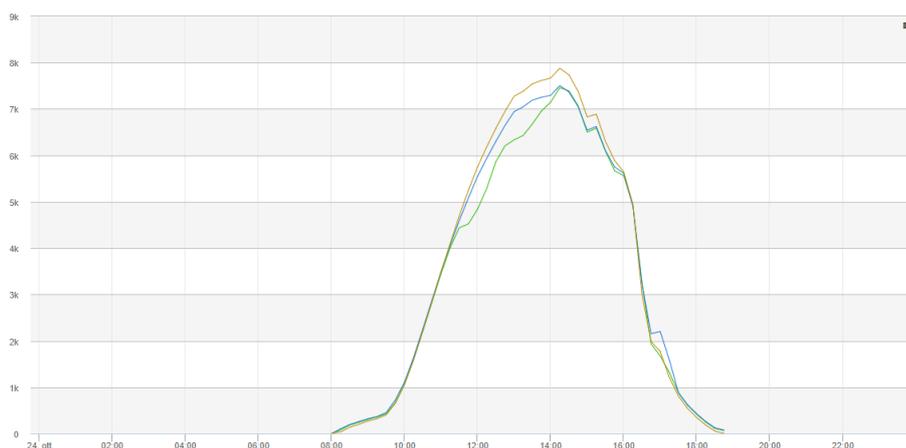


Figura 34: curva con fenomeno di ombreggiamento (W-ore)

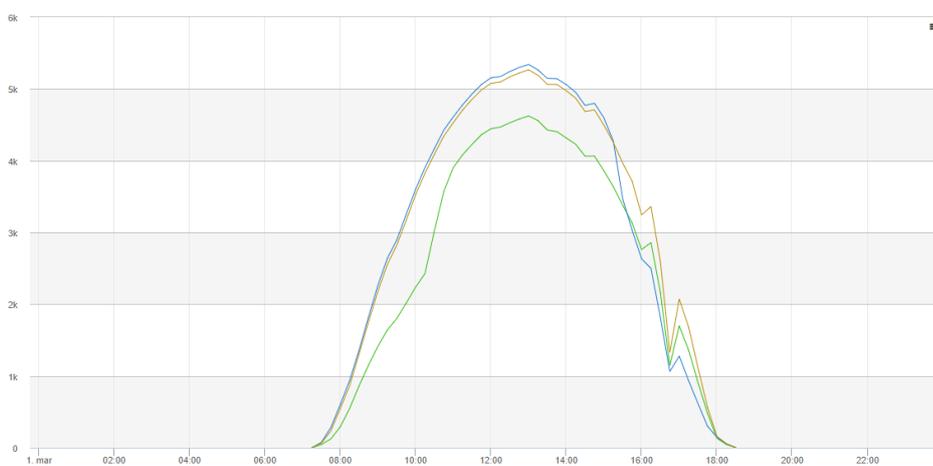


Figura 35: curva che evidenzia il danneggiamento dei fusibili sulla stringa collegata all'inverter con curva caratteristica verde (W-ore)

Le figure mostrano come si vedono da remoto le problematiche che si verificano sugli inverter:

- La figura 31 mostra l'andamento ottimale, in una giornata con buon livello di irraggiamento, di produzione di potenza;
- La figura 32 evidenzia la problematica di surriscaldamento dell'inverter: quando l'inverter raggiunge una temperatura troppo elevata, il sistema di sicurezza intrinseco ne fa diminuire la potenza di produzione in modo da ristabilire una temperatura adeguata, prima di ripristinare la potenza;
- La figura 33 mostra ciò che succede in caso di dispersione: gli inverter soggetti a questa problematica non partono insieme agli altri, bensì devono aspettare che i cavi si asciughino. Solitamente la dispersione si verifica a seguito di forti temporali e può interessare direttamente i cavi degli inverter se sono a contatto con acqua (magari a causa di un ristagno), oppure indirettamente in quanto il problema è relativo ad un

modulo rotto che, a seguito della precipitazione assorbe malamente l'umidità e non riesce a drenarla correttamente, e di conseguenza l'inverter ad esso collegato non riesce a partire nonostante ci sia un valore di irraggiamento adeguato;

- La figura 34 mostra come si evince il fenomeno di ombreggiamento: la curva risulta essere più bassa rispetto a quella ottimale, sia in fase di avvio sia in fase di fine giornata. Ciò è spiegato dal fatto che, soprattutto nelle giornate soleggiate in periodi invernali, essendo il sole più basso, se sono presenti elementi capaci di oscurare il passaggio del sole, fino a che l'intero modulo non è colpito dalla radiazione solare, la produzione di potenza non raggiunge i valori standard;
- La figura 35 mostra come si nota il fenomeno di bruciatura dei fusibili sulla stringa collegata ad un determinato inverter: se tre inverter hanno la stessa potenza, nelle stesse condizioni devono seguire la medesima curva caratteristica (cosa che viene effettivamente fatto dagli inverter caratterizzati da curva blu e gialla), quando ciò non avviene, come nel caso dell'inverter con curva verde, la causa è da attribuirsi ad alcuni fusibili bruciati.

## Capitolo 4

### Modello teorico di affidabilità

Un impianto fotovoltaico è un sistema capace di garantire buone prestazioni durante tutta la vita operativa, in quanto gli elementi che lo costituiscono non necessitano di grandi opere di manutenzione se non in caso di eventi particolari; ciò che ricopre ruolo importante per il corretto funzionamento è il costante monitoraggio del sistema nel suo complesso, in modo da potersi accorgere di eventuali problematiche, prima che queste provochino veri e propri danni.

Lo studio svolto vuole mettere in evidenza come varia l'affidabilità di uno stesso sistema, a seconda che questo venga monitorato o meno: l'affidabilità è intesa come la probabilità che l'oggetto in studio svolga l'azione per cui è stato progettato, senza essere soggetto a guasti, per un determinato tempo ed in un determinato ambiente. Pertanto l'affidabilità ed il corretto funzionamento di un impianto fotovoltaico determinano la fattibilità dello stesso per quanto riguarda la producibilità attesa ed il rientro economico. La tesi si svolge prendendo in considerazione cinque impianti fotovoltaici, con una potenza nominale simile tra loro, che si aggira attorno al MW, (impianti di grande taglia) siti nel Nord e nel Centro Italia; tutti gli impianti sono sotto la custodia della ditta TGE S.R.L. che ha permesso di utilizzare i propri archivi e le proprie risorse per attuare lo studio.

Il metodo utilizzato nella seguente opera di studio è un metodo statistico e probabilistico, basato sulla Fault Tree Analysis (FTA), un'analisi di guasto di tipo deduttivo top-down in cui lo stato indesiderato di un sistema (Top Event) viene analizzato attraverso la logica booleana per combinare tra loro diversi eventi di livello inferiore, capaci di far accadere il Top Event in esame.

Questo metodo è utilizzato per comprendere quali siano le cause che potrebbero far fallire un sistema nel suo complesso, in modo da sapere dove e come intervenire per prevenire il rischio che ciò accada e, di conseguenza, migliorare la qualità del sistema stesso; lo scopo è quello di dedurre la probabilità dell'evento finale in relazione agli eventi a livelli inferiori (detti eventi base), quindi si definisce l'evento finale di malfunzionamento e se ne cercano tutte le specifiche cause.

Attuare l'analisi di affidabilità su un sistema fotovoltaico è un obiettivo non solo utile, ma essenziale in un panorama che prevede un netto aumento di installazioni e quindi un congruo sviluppo; dimostrare come la produttività di un impianto vari, in base al numero di guasti che

si verificano e al tempo di riparazione, è fondamentale non solo per l'azienda installatrice bensì anche per il proprietario dell'impianto stesso. Lo studio proposto in questa tesi è solo l'inizio di un più ampio progetto che potrebbe essere svolto in un'ottica di sviluppo e miglioria del settore.

## 4.1 Il concetto di affidabilità

Esaminando un sistema definito complesso, ci si imbatte in diversi sottosistemi più semplici: nel particolare caso di un impianto fotovoltaico sono differenti gli elementi che lo compongono e diversa è la loro complessità, in quanto ci sono elementi semplici come il connettore o il fusibile ed elementi più complessi come l'inverter o il quadro di campo. Ciò rende complessa la progettazione di un impianto fotovoltaico e lo studio annesso: nell'analisi svolta verranno fatte alcune ipotesi semplificative in modo da poter rendere più fattibile lo studio e più agevole la comprensione.

Si definisce *Qualità* di un sistema la capacità di rispondere ai criteri di specifica tecnica di funzionamento; mentre *Affidabilità* è la capacità di rispettare le specifiche tecniche di funzionamento nel tempo. L'affidabilità di un sistema comunque complesso è la misura della probabilità che il sistema non si guasti, ovvero non presenti deviazioni dal comportamento previsto nella specifica tecnica, in un determinato lasso di tempo [16].

Quando si ha a che fare con sistemi complessi si inserisce il concetto di ridondanza per far sì che l'errore o il guasto di un singolo componente non comprometta il funzionamento dell'intero sistema; questo si ripercuote sul metodo statistico nel senso che i vari eventi studiati non devono essere ridondanti tra di loro, perciò l'evento oggetto di studio non può essere anche conseguenza di un altro evento allo stesso livello, ma questo verrà approfondito in seguito.

Con il termine *Errore* si intende una traslazione dello stato del sistema non conforme alla specifica tecnica di funzionamento che, alla lunga, può causare fallimento, difetto strutturale o algoritmico; con *Guasto* viene definito un evento per cui il sistema viola definitivamente la specifica di funzionamento, interrompendo la disponibilità del servizio per cui è stato progettato.

Questa differente distinzione, nel caso particolare di un impianto fotovoltaico, si evidenzia con due differenti tipologie di insuccesso: interruzione e compromissione. L'interruzione indica il fatto che il sistema in esame non è in grado di svolgere l'azione (con sistema si può intendere un particolare sottosistema o il sistema nel suo complesso); la compromissione è un guasto che riduce l'azione finale senza azzerarla. Questa distinzione viene fatta anche perché è differente

l'approccio di intervento nei due casi: mentre le interruzioni sono facilmente individuabili e richiedono un intervento immediato, i guasti sono più difficilmente identificabili e richiedono una tempistica più lunga affinché vengano risolti.

Da ciò si evince che effettuare uno studio di questo tipo su un impianto fotovoltaico non sia semplice, sia perché i componenti presenti sono tanti e molto diversi tra loro, sia perché entrano in gioco fattori esterni molto variabili ed incontrollabili (come ad esempio l'irraggiamento solare e la temperatura). Allo stesso tempo risulta essere uno studio importante da fare in quanto, essendo il sistema fotovoltaico collegato alla rete nazionale, evitare o ridurre problemi su un singolo campo, può ridurre gli oneri dell'ente esterno: l'interfaccia di rete viene sollecitata maggiormente quando si riduce il numero di cicli di vita utile di un pannello fotovoltaico a causa di un elevato stress elettrico. Nel caso si verifichi un flusso di corrente inversa ciò può comportare un aumento eccessivo della tensione sull'alimentatore di distribuzione facendo partire il sistema di protezione degli inverter che interrompono la produzione causando cambiamenti improvvisi nel flusso di corrente e tensione della rete nazionale. Per questo è importante che le reti di distribuzione collegate agli impianti fotovoltaici siano soggette a studi di affidabilità e monitoraggio.

Già agli inizi di questa tecnologia, negli anni '90, lo studio dell'affidabilità è stato preso in considerazione per verificare la fattibilità dell'opera; ora con lo sviluppo del fotovoltaico e le prospettive di miglioramento ed incremento dell'utilizzo del fotovoltaico, lo studio di affidabilità ricopre un ruolo importante e di notevole interesse per il mercato. Nella letteratura esistente si trovano studi di affidabilità riguardanti componenti elettronici di potenza ma non specifici per il campo del fotovoltaico, pertanto ampliare in questo senso la letteratura, non solo può risultare interessante ma anche necessario.

Con il seguente studio si vuole dimostrare la correlazione che intercorre tra i guasti e la produttività di un impianto ed il conseguente aspetto economico: il tema verrà trattato sia da un punto di vista teorico attraverso i dati ricavati in letteratura e l'analisi FTA, sia pratico a seguito di valutazione e dati ricavati dal sistema di monitoraggio e manutenzione attivo presso l'azienda ospitante.

Attraverso i dati raccolti si farà un confronto tra i risultati ottenuti, per vedere quanto la teoria si discosti dalla realtà e quanto i guasti, la loro frequenza ed il tempo di riparazione degli stessi, possano effettivamente influenzare la producibilità e quindi la resa dell'impianto nel suo complesso.

## 4.1.1 Il concetto di affidabilità in matematica

In campo matematico il concetto di affidabilità è utile per capire come risponde un sistema (o un singolo componente) ai criteri di specifica tecnica di funzionamento a cui è soggetto; indica la capacità di adempire alle proprie specifiche tecniche, nel corso del tempo. In campo statistico l'affidabilità identifica la probabilità che il sistema o il componente in esame non si guasti in un determinato lasso di tempo.

Definita  $f(t) dt$  la probabilità che il guasto si verifichi tra l'istante  $t$  e l'istante  $t+dt$ ; la probabilità che si verifichi un guasto tra l'istante iniziale ( $t=0$ ) e l'istante generico  $T=t$  è definita dalla relazione

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt$$

con l'ipotesi per cui vale:  $F(0)=0$  e  $F(\infty)=1$  e ricordando che la probabilità può assumere valori compresi tra 0 e 1. Da questo si evince che l'affidabilità, chiamata anche Funzione di Sopravvivenza, è la probabilità che il sistema non si guasti ed è definita con la seguente formula:

$$R(t) = 1 - F(t).$$

In un sistema complesso composto da diversi elementi, l'affidabilità dell'intero sistema è strettamente collegata all'affidabilità di ogni singolo componente: nel caso specifico di impianto fotovoltaico, l'affidabilità di produzione dipende dalla disponibilità di ogni componente in quanto tutti gli elementi sono collegati e dipendenti tra loro.

Un componente elettronico non ha memoria, pertanto la sua affidabilità viene calcolata con la legge esponenziale negativa, la quale è in grado di approssimare anche l'affidabilità di componenti meccanici che non abbiano ancora iniziato la loro fase di degrado; la frequenza dei guasti non è correlata all'età del componente in esame, più propriamente al corretto utilizzo ed alle condizioni con cui è conservato. Da questa considerazione deriva l'ipotesi che il tempo di primo guasto e dei guasti successivi seguano una distribuzione esponenziale negativa e che il relativo tasso di guasto  $\lambda$  segua la distribuzione di Poisson (distribuzione di probabilità discreta che esprime le probabilità per il numero di eventi che si verificano successivamente ed indipendentemente in un dato intervallo di tempo, sapendo che mediamente se ne verifica un numero  $\lambda$ ).

$$P_\lambda = \frac{\lambda^n}{n!} e^{-\lambda}$$

in cui  $\lambda$  è il numero medio di eventi per intervallo di tempo,  $n$  è il numero di eventi per intervallo di tempo di cui si vuole studiare la probabilità). La formula finale con cui verrà calcolata l'affidabilità, si riduce a:

$$R(t) = e^{-\lambda t}.$$

Nella Fault Tree Analysis ogni sottosistema che compone il sistema complessivo, è collegato in serie o in parallelo ad un altro sottosistema: due elementi si dicono collegati in serie quando il guasto di uno compromette anche l'altro elemento a cui è collegato; invece due elementi sono collegati in parallelo quando il guasto di uno non riesce ad intaccare l'altro continua a svolgere l'azione per cui è designato, senza compromettere l'andamento complessivo del sistema.



Figura 36: elementi con collegamento in serie

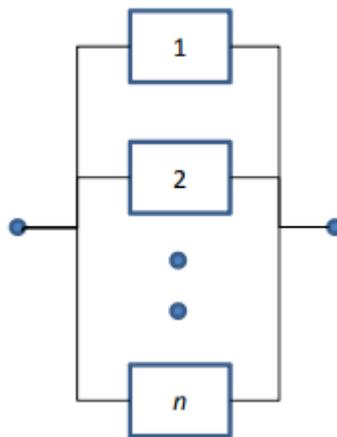


Figura 37: elementi con collegamento in parallelo

Un sistema costituito da  $n$  componenti collegati in serie smette di funzionare quando uno solo dei suoi componenti si rompe, pertanto l'affidabilità totale, ovvero la probabilità di sopravvivenza, è data dal prodotto delle singole affidabilità:

$$R_{tot} = R_1 \cdot R_2 \cdot \dots \cdot R_n = \prod_{i=1}^n R_i$$

La funzione di probabilità cumulata, meglio definita come probabilità di guasto, vale:

$$F_{tot} = 1 - R_{tot} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - F_i)$$

Mentre un sistema costituito da  $n$  componenti collegati in parallelo smette di funzionare quando tutti i suoi componenti si rompono; la probabilità di cedimento del sistema è data dal prodotto delle singole probabilità di rottura (in questo caso gli eventi si definiscono indipendenti):

$$F_{tot} = F_1 \cdot F_2 \cdot \dots \cdot F_n = \prod_{i=1}^n F_i$$

Mentre la funzione di affidabilità vale:

$$R_{tot} = 1 - \prod_{i=1}^n F_i = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

In sistemi complessi costituiti da diversi componenti, è utile inserire elementi in ridondanza ovvero sottosistemi connessi in parallelo in modo da evitare il completo blocco del sistema nel caso in cui uno di questi si guastasse: se due sottosistemi sono ridondanti, in caso se ne guasti uno, l'altro coprirà tale mancanza e il sistema complessivo continuerà ad adempire alla sua funzione. Dal punto di vista dell'affidabilità, i sottosistemi ridondanti ne avranno una equivalente ma più elevata rispetto al singolo componente.

Durante la vita utile di un componente i due motivi principali di mal funzionamento o guasto sono la presenza di difetti di fabbricazione e l'utilizzo che comporta un accumulo di sollecitazioni fino a raggiungere il massimo ammissibile. Per questo motivo la probabilità di guasto del componente è data dalla combinazione di due differenti curve:

- La curva di probabilità di avaria per mortalità infantile (riferita alla prima fase di vita utile);
- La curva di probabilità di avaria per sollecitazioni (cumulate durante la vita utile);

la curva che ne risulta, viene chiamata Curva di Bathtub (ovvero curva della vasca da bagno, dalla forma che questa curva assume) e rappresenta la probabilità di guasto del componente durante la vita operativa. La Curva di Bathtub mostra l'andamento dei guasti di un elemento: si evince che il numero di guasti tende a calare nel primo tratto di vita del componente (età infantile), si assesta ad un valore circa costante durante la vita operativa, tende ad incrementare nella seconda parte di vita, dopo il ripetuto utilizzo.

La seguente figura mostra la Curva di Bathtub evidenziando l'andamento del tasso di guasto in relazione al tempo di vita del componente in esame:

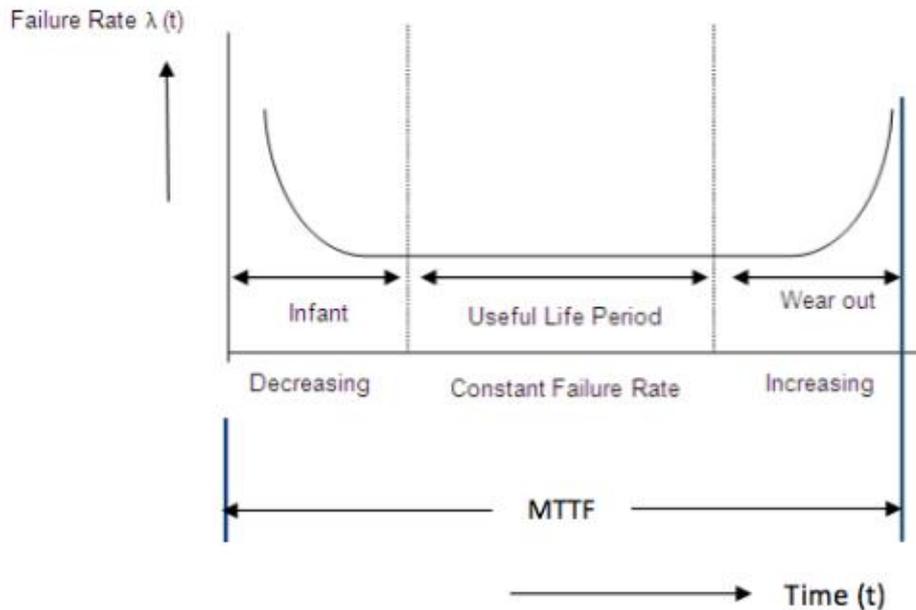


Figura 38: Curva di Bathtub [16]

Come si può notare dalla figura, la prima zona è rappresentativa della fase di rodaggio di un elemento: i guasti che si verificano in questo periodo sono definiti guasti precoci; nella seconda zona si individua il periodo di vita utile del componente: i guasti in questo caso sono considerati accidentali; nell'ultima zona si ha il periodo di invecchiamento dell'elemento: i guasti che avvengono, sono considerati dovuti all'usura.

Come detto precedentemente, si vede che il tasso di guasto, inizialmente elevato per un componente, tende a diminuire nella fase di rodaggio, si assesta ad un valore costante nell'arco della sua vita utile (perché, se l'elemento viene adoperato correttamente, non ci sono fattori capaci di aumentare la probabilità di rottura), infine il tasso di guasto incrementa nella fase di invecchiamento in quanto, a causa dell'usura, è più probabile che il componente si comporti diversamente da quello che ci si aspetta.

## 4.1.2 Definizioni nella Fault Tree Analysis

In questo paragrafo verranno illustrati i concetti basilari della FTA, in modo generico; nel corso dell'analisi, gli stessi concetti saranno applicati in modo più dettagliato al caso oggetto di studio.

La Fault Tree Analysis associa ad ogni evento un elemento caratterizzante, in modo da poter studiare in modo analitico qualcosa di pratico [16].

### 4.1.2.a Initialing Event

L'Initialing Event (Evento Scaturente) è l'evento che rende concreto un pericolo in quanto ha la possibilità di far partire una sequenza atta ad innescare l'incidente. L'initialing event può essere identificato in un errore umano, un errore tecnico o un evento esterno.

### 4.1.2.b Hazard

L'Hazard (Pericolo) è considerato come la condizione che potenzialmente può causare danni alle infrastrutture o all'ambiente. L'hazard può dare origine ad una sequenza accidentale capace di scaturire in un danno vero e proprio al sistema, nel momento in cui si verifica l'evento inicializzante; il livello di pericolo che intercorre, dipende dal rischio e dalla vulnerabilità dell'area in cui avviene l'incidente. Per quanto riguarda la probabilità di avvenimento, l'hazard non è caratterizzato da una probabilità specifica, ovvero può avvenire o meno.

### 4.1.2.c Accidental Sequence

L'Accidental Sequence (Sequenza Accidentale) è la sequenza atta a descrivere l'evoluzione dell'incidente, partendo dall'evento scaturente fino ad arrivare al danno finale. È caratterizzata da una serie di eventi che possono partecipare alla sequenza in modo positivo, riducendo la probabilità di fallimento, o in modo negativo, aumentando la probabilità; ogni sequenza è caratterizzata da una propria frequenza di avvenimento e da un relativo danno connesso.

### 4.1.2.d Damage

Il Damage (Danno) è l'impatto che l'incidente avvenuto ricopre sulla popolazione, sull'ambiente o sulle strutture. Il danno viene valutato in due modi differenti, a seconda che ci si riferisca ad un costo economico piuttosto che tempistico: nel primo caso viene valutato in termini di perdite finanziarie, nel secondo caso in perdite di produzione.

### 4.1.2.e Risk

Il Risk (Rischio) è la combinazione della probabilità che una circostanza possa creare danni, e la gravità del danno creato; è la misura della probabilità che un evento indesiderato si verifichi, tenendo in considerazione anche il conseguente danno. La valutazione del rischio risulta essere incerta e non di facile stima, per questa motivazione non sempre è possibile avere un valore certo ed effettivamente realistico, del rischio che si sta prendendo in considerazione. Di seguito

vengono enunciate le modalità con cui è possibile valutare il rischio in quanto questo risulta essere il parametro più importante e facilmente confrontabile per estrarre concetti utili sull'affidabilità.

Sono possibili due tipologie di metodo per la valutazione del rischio: una qualitativa ed una quantitativa. Nella valutazione qualitativa si considerano tutte le sorgenti di rischio, a partire dal momento in cui si verifica l'incidente: è un metodo rapido ma poco preciso, non necessita di dati numerici ed è utilizzato per determinare l'accettabilità del rischio accostato ad un determinato evento, e quindi l'accettabilità dell'evento stesso; questo approccio è considerato preliminare all'analisi di rischio vera e propria. La valutazione quantitativa permette di avere una stima numerica della probabilità di accadimento di un determinato evento, pertanto anche della conseguenza associata ed è più preciso ma meno facilmente calcolabile; il risultato di questa valutazione è funzione della validità e dell'accuratezza dei dati inseriti in fase di input, pertanto non rilascia un valore certo, bensì una stima tanto più affidabile quanto più sono accurati i dati usati nel processo di calcolo. Nonostante la maggiore complessità legata alla seconda tipologia di metodo di calcolo del rischio, a fronte di una più alta accuratezza dei risultati ottenuti, in questo progetto di tesi si utilizzerà il metodo quantitativo per il calcolo del rischio associato ad ogni evento.

Il rischio associato ad un evento può essere descritto attraverso una funzione matematica che lo correla alla probabilità dell'evento ( $L$ , Likelihood) ed al danno relativo ( $D$ , Damage):

$$R = f(\text{scenario}, L, D)$$

Da questa definizione si evince che il rischio è dipendente dallo scenario studiato, dalla probabilità di avvenimento dell'evento e dal danno che lo stesso evento provocherebbe in caso si verificasse: dal punto di vista prettamente matematico, c'è una relazione che lega il rischio al danno ed alla probabilità di evento, ed è data dal prodotto di questi ultimi due:

$$R \left[ \frac{\text{danno}}{\text{anno}} \right] = L \left[ \frac{\text{eventi}}{\text{anno}} \right] * D \left[ \frac{\text{danni}}{\text{eventi}} \right]$$

Perciò il rischio associato ad un determinato evento, viene calcolato con il prodotto della probabilità che questo evento avvenga ed il danno che lo stesso evento sarebbe in grado di provocare.

Se un'attività è composta da diversi scenari possibili, il rischio totale associato è dato dalla somma dei rischi valutati per ogni singolo scenario.

Per quanto riguarda  $L$ , questa non va intesa come la frequenza di avvenimento periodico di un evento in un determinato periodo, quanto più come la probabilità d'avvenimento dell'evento stesso: ricordando che la probabilità può assumere valori compresi tra zero e uno, nel momento in cui il valore associato alla Likelihood fosse maggiore di 1, questo verrebbe inteso come la media nel tempo di avvenimento del determinato evento.

### 4.1.2.f Failure Rate

Il Failure Rate (Tasso di Guasto) è definito come la propensione al fallimento, trascorso un certo tempo  $t$ , dell'elemento o del sistema nel suo complesso (a seconda del tipo di analisi effettuata).

È la probabilità che un elemento, che al tempo  $t$  si trova in stato di buon funzionamento, si guasti in un tempo compreso tra  $t$  e  $t+dt$ . Può essere interpretato come il numero di guasti nell'unità di tempo, ovvero come una misura della velocità di verificarsi del guasto. Come è stato anticipato, e come si può vedere nella *figura 38*, la vita di un elemento può essere suddivisa, dal punto di vista statistico ed operativo, in tre periodi ben definiti: il periodo di rodaggio, il periodo di vita utile ed il periodo di degradamento. Nella prima fase di vita di un prodotto che aderisce all'andamento della Bathtub Curve, il tasso di guasto è elevato ma rapidamente decrescente man mano che gli elementi difettosi vengono individuati e scartanti e vengono sormontate le prime fonti di potenziali guasti come errori di gestione ed installazione. Nella seconda parte della vita di un prodotto, il tasso di guasto risulta essere basso e costante, mentre tende ad incrementare nella terza fase di vita poiché l'età e l'usura incidono sul prodotto stesso e sulla facoltà di adempire alla mansione per cui è stato creato. La Bathtub Curve è utile in questo tipo di analisi, ma non tutti i prodotti seguono una funzione di rischio con questo andamento: se le unità sono ritirate o hanno un uso ridotto durante o prima dell'inizio del periodo di logorio, mostreranno meno guasti per unità di tempo rispetto all'effettiva curva.

Nel corso dell'analisi di affidabilità è importante valutare correttamente il tasso di insuccesso, proprio per avere un riscontro il più possibile dettagliato e preciso in merito al sistema che si sta studiando.

Il metodo più corretto per effettuare l'analisi sarebbe quello sperimentale in cui, per ogni componente, andrebbe accelerata la vita per riuscire a valutare il modo effettivo la densità di probabilità di guasto. Questa metodologia risulta essere costosa e complessa, pertanto al fine di operare in modo consono allo studio in esame, l'analisi verrà effettuata con un modello probabilistico basato sulla distribuzione esponenziale che, comunque, non compromette i risultati in quanto i dati di input che verranno presi dalla letteratura.

Dal punto di vista matematico, il tasso di guasto viene definito come il rapporto tra il numero totale di fallimenti del componente in esame ed il tempo totale di osservazione:

$$\lambda(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{R(t) - R(t + dt)}{R(t)dt} = - \frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

$dt > 0$  è l'intervallo di tempo utilizzato per intervallare il tempo totale di osservazione  $t$ . L'affidabilità  $R(t)$  è determinata dal tasso di guasto  $\lambda(t)$  con l'ipotesi per cui  $R(0)=1$ , ovvero il componente è completamente funzionante nell'istante iniziale 0:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t') dt'}$$

Nella maggior parte degli studi di analisi di affidabilità, il tasso di guasto viene considerato indipendente dal tempo, pertanto  $\lambda(t) = \lambda$  e di conseguenza l'affidabilità  $R(t)$  può essere calcolata come:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

In modo più preciso si definisce Failure Rate la probabilità, per unità di tempo, che il componente fallisca la propria mansione del tempo  $[t, t+dt]$ , supposto che il suddetto componente sia operativo per tutto il tempo  $t$ . Considerando il tasso di fallimento da un punto di vista operativo, questo può essere considerato come la frequenza di fallimento del componente in esame, ovvero il numero di fallimenti che avvengono nell'unità di tempo considerata. Il Failure Rate è quindi stimato dal numero medio di guasti per unità di tempo ed è espresso in guasti nel tempo (Failures In Time FIT), per cui

$$1FIT = 10^{-6} \text{ failure/hour}$$

Nel seguente studio il tasso di guasto verrà considerato costante, pertanto varranno le seguenti semplificazioni:

$$\begin{aligned} R(t) &= e^{-\lambda t} \\ F(t) &= 1 - e^{-\lambda t} \\ f(t) &= \lambda e^{-\lambda t} \end{aligned}$$

Queste semplificazioni vengono fatte perché la distribuzione esponenziale è di facile trattamento matematico, descrive bene l'affidabilità dei dispositivi elettronici durante la loro

vita utile e consente una notevole semplificazione nel calcolo dell'affidabilità nei sistemi senza compromettere la validità dello studio.

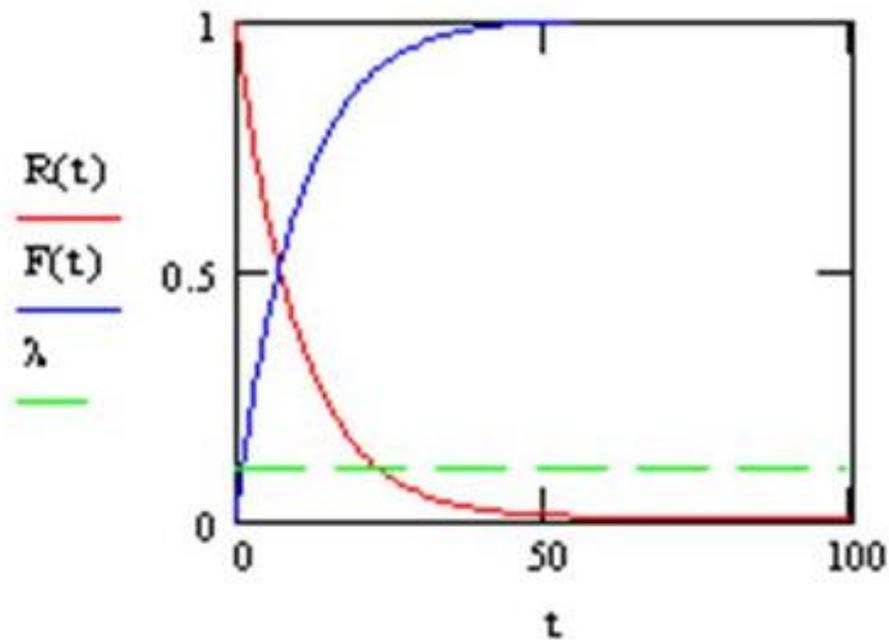


Figura 39: andamento del tasso di guasto e dell'affidabilità nel tempo [17]

#### 4.1.2.g Repair Rate

Il Repair Rate (tasso di riparazione) esprime la probabilità, per unità di tempo, che un componente venga riparato e rimesso in esercizio durante l'intervallo di tempo  $[t, t+dt]$  supponendo che ogni riparazione venga fatta prima del tempo  $t$ ; viene indicato con  $\mu$  e ha come unità di misura  $[\text{tempo}^{-1}]$ .

Può essere considerato come la frequenza di riparazione ovvero il numero di componenti di un certo tipo che vengono riparati durante l'unità di tempo considerata (normalmente si considera l'unità oraria); è strettamente legato al tipo di sistema preso in considerazione, alla manutenzione, all'assemblaggio dei diversi componenti e per questo motivo è molto difficile fare una buona stima di questo parametro.

Per aumentare la diponibilità di un elemento nel corso della sua vita operativa, si cerca di effettuare la manutenzione in modo da organizzare in modo efficaci gli interventi, così da ridurre l'incidenza delle fermate che avvengono durante il tempo di funzionamento richiesto (tempo di esercizio) riducendo la disponibilità del componente stesso ed eventualmente del sistema di cui fa parte.

### 4.1.2.h Mean Time to Failure MTTF

Il Mean Time to Failure (Tempo Medio di Guasto) è l'unità di tempo considerata (solitamente ore) che indica quanto tempo un componente è stato in funzione senza guastarsi. Può essere definito come il rapporto tra le ore complessive di operazione del sistema in esame e il numero totale di unità presenti nel sistema stesso.

Nell'analisi di affidabilità il MTTF viene utilizzato come parametro prestazionale nel confronto tra diversi sistemi in quanto non dipende da uno specifico periodo di tempo. Il legame che intercorre tra l'affidabilità  $R(t)$  e il MTTF è il seguente:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

Considerando le ipotesi fatte in precedenza relativamente al tasso di guasto, la relazione si semplifica come segue:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda}.$$

### 4.1.2.i Mean Time to Repair MTTR

Il Mean Time to Repair (Tempo Medio di Riparazione) rappresenta la misura indiretta della possibilità di manutenzione del componente: è il tempo medio necessario ad effettuare una completa manutenzione del componente dato un certo tipo di guasto, riportandolo al corretto stato operativo.

L'MTTR dipende dalla possibilità di effettuare la manutenzione, dal tempo trascorso prima che venga individuato il guasto, dalla disponibilità degli elementi da sostituire e dall'effettivo tempo necessario alla riparazione dell'elemento stesso; si evince facilmente la complessità di calcolo di questo fattore.

### 4.1.2.1 Mean Time Between Failures MTBF

Il Mean Time Between Failures (Tempo Medio Tra due Guasti) è considerato come il valore temporale che intercorre tra due guasti consecutivi; dal punto di vista dell'analisi di affidabilità, è dato dalla somma dell'MTTF e dell'MTTR, pertanto ha come unità di misura, l'unità oraria.

La seguente figura mostra il legame che intercorre tra i tre fattori di tempo esposti fino ad ora, chiarendo quanto detto:

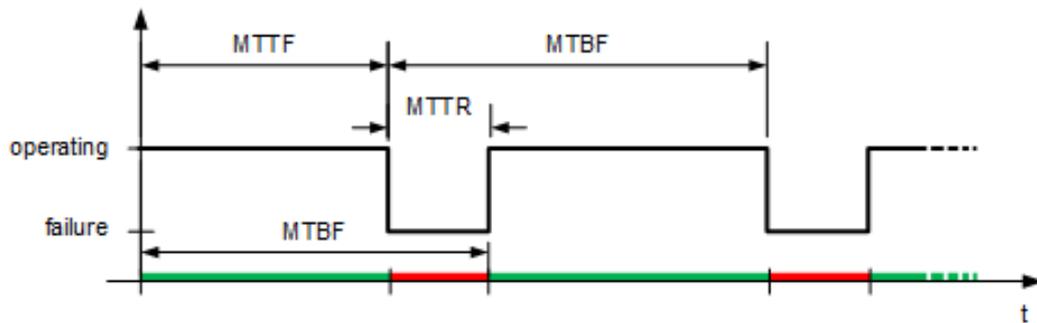


Figura 40: legame tra MTTF, MTTR, MTBF [16]

### 4.1.2.m Disponibilità

L'ultimo fattore importante per effettuare l'analisi è il concetto di Disponibilità che va inteso come la probabilità che un sistema funzioni in un dato momento, ovvero la probabilità che al tempo  $t$  il componente si trovi nello stato di buon funzionamento. Viene indicata con il simbolo  $A(t)$ .

La disponibilità media è il periodo di tempo in cui il sistema funziona in un determinato intervallo periodico.

Avere un'alta disponibilità implica avere anche un'elevata affidabilità, con conseguente bassa probabilità di guasto e alta manutenibilità ovvero elevata probabilità di manutenzione.

Esistono due tipologie di sistema: sistema riparabile e sistema non riparabile. Nel caso di sistema riparabile l'affidabilità non coincide con la disponibilità, in caso di sistema non riparabile i due fattori sono equivalenti. Nel seguente studio, gli elementi costituenti i sistemi presi in considerazione verranno considerati tutti riparabili, pertanto la definizione matematica dell'affidabilità risulta essere la seguente:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}$$

Questa definizione mette in evidenza come, affinché si abbia un miglioramento del componente e, di conseguenza, del sistema nel suo complesso, si deve verificare una crescita del MTTF ed una diminuzione del MTTR. La disponibilità di un sistema è affetta da una notevole limitazione: non è in grado di riflettere la frequenza dei guasti o delle riparazioni necessarie, pertanto viene utilizzata solamente per sistemi riparabili in cui il maggior affidamento viene fatto sulla disponibilità piuttosto che sull'affidabilità.

L'immagine sottostante mostra l'andamento nel tempo della funzione di disponibilità:



Figura 41: andamento della Disponibilità [17]

## 4.2 Studio dell'albero di guasto

Per poter studiare correttamente un sistema dal punto di vista dell'affidabilità è necessario definire in modo corretto la connessione tra i diversi componenti, in modo da poter individuare e determinare in maniera agevole la causa del guasto o la sua probabilità di accadimento: a tal proposito viene costruito l'albero dei guasti, noto come Fault Tree così da poter applicare la Fault Tree Analysis (FTA), tecnica deduttiva di studio. La FTA usa la logica booleana per studiare la combinazione che intercorre tra differenti eventi: questa tecnica prevede che il sistema venga suddiviso in diversi livelli, il più alto dei quali è rappresentato dall'evento indesiderato per il sistema in esame, andando via via a scendere fino ad arrivare ad un evento indipendente e scaturente, si tratta di un'analisi top-down.

Questa analisi è adoperata per comprendere in che modo il sistema in esame possa fallire, quali sono gli eventi iniziali che portano al fallimento e quali le possibili soluzioni da operare al fine di ridurre la probabilità di accadimento e riduzione del rischio correlato: la problematica che non si vuole che si verifichi occupa la posizione superiore nell'albero di guasto, gli eventi che concorrono ad essa sono a livelli inferiori e, ogni evento a livello inferiore è la possibile causa dell'evento ad esso superiore.

L'albero dei guasti (FT), usato in via preliminare per determinare la disposizione migliore dei diversi componenti di un sistema, è un modello grafico che rappresenta, anche logicamente, le diverse combinazioni possibili tra i componenti, sia corretti che errati, che si verificano in un sistema e lo possono portare ad un evento indesiderato con le eventuali conseguenze. L'analisi è di tipo deduttivo nel senso che partendo da un'analisi generale e complessiva, si arriva ad individuare i guasti sui singoli componenti: partendo dall'alto l'FTA sviluppa verso il basso i diversi percorsi logici di errore collegando tutte le possibili cause. Risulta essere una logica facile da attuare e da comprendere, che però consente di ottenere risultati importanti e di

efficace utilizzo: il modello grafico viene tradotto in un modello matematico in modo che sia più veloce ed esaustivo il calcolo della probabilità dell'evento, il rischio ad esso associato e tutti i fattori di interesse. A differenza di altre tecniche di analisi, la FTA non ha come scopo principale quello di individuare le cause del guasto ma, partendo dal guasto stesso (evento indesiderato) metterlo in relazione funzionale con i guasti sui singoli componenti (eventi base).

Lo sviluppo dell'albero di guasto è un processo iterativo che varia a seconda del design del progetto in esame, può essere adoperato in fase preliminare e si parla di FTA proattiva ovvero eseguita durante lo sviluppo del sistema e quindi capace di influenzare le scelte finali del progetto in modo da prevedere e prevenire problemi futuri, ed è l'approccio più utilizzato e consigliato. Esiste un'altra FTA che è quella reattiva ovvero eseguita dopo che l'incidente è avvenuto causando un guasto al sistema, ma è meno adoperata in quanto meno utile ai fini della sicurezza.

La FTA può essere utilizzata in qualsiasi momento nella vita di un sistema, ma appare evidente che prima viene effettuata, migliori saranno i risultati ottenuti e più sfruttabili. I valori numerici associati alla trasformazione matematica dell'FTA danno luogo a tre diverse valutazioni:

- Probabilità di accadimento dell'evento indesiderato;
- Probabilità dell'evento errore che causa l'evento indesiderato;
- Valutazione del rischio e dell'importanza associata ad ogni componente.

La Fault Tree Analysis viene effettuata solo sui componenti che partecipano alla realizzazione dell'evento indesiderato, pertanto si ha un risparmio economico e tempistico nello studio del sistema: può capitare, però, che elementi che non sono coinvolti in un certo evento indesiderato, lo siano per un evento diverso ma magari correlato. A tal proposito è necessario che l'albero dei guasti venga stilato nel modo più corretto e dettagliato possibile in modo da poter indagare adeguatamente sul sistema complessivo in esame, avendo una visuale ampia.

Una volta effettuata l'analisi di affidabilità attraverso la FTA si ottengono risultati che possono essere adoperati in maniera differente a seconda della necessità: per verificare la conformità del progetto rispetto ai criteri di sicurezza; per individuare le carenze del sistema già esistente ed agire di conseguenza per adeguare al meglio i componenti; per la valutazione dell'adeguatezza delle misure adoperate ed eventualmente la capacità di modificarle nelle progettazioni future.

## 4.2.1 Metodologia e applicazioni della FTA

Qualsiasi sistema relativamente complesso, ovvero costituito da diversi sottosistemi, è soggetto a guasti più o meno frequenti, correlati alla mancata disponibilità di uno o più componenti, anche contemporaneamente; affinché ciò si verifichi con una probabilità più bassa, è necessario che il sistema venga progettato in maniera adeguata o, in caso fosse un sistema già in esercizio, è necessario operare per modificarlo in modo opportuno. Studiare un sistema più o meno complesso attraverso l'albero dei guasti, permette di associare diversi componenti tra loro e, di conseguenza, i relativi guasti possibili: l'analisi studia la relazione tra guasti, sottosistemi ed elementi di progettazione ridondanti di sicurezza, creando un legame logico all'interno del sistema stesso.

Come si è visto in precedenza, l'analisi che permette questo studio, la FTA, utilizza una metodologia deduttiva, statistica, qualitativa e sistematica e descrive le cause di malfunzionamento del sistema in esame, partendo dall'evento indesiderato, identificato come *Top Event*, e sviluppando combinazioni di guasti relativi ai componenti elementari in modo da poter effettuare l'analisi vera e propria.

La Fault Tree Analysis utilizza un sistema di risoluzione Booleana, pertanto tutti i collegamenti presenti tra gli elementi dell'albero di guasto, avvengono tramite operatori logici booleani (AND, OR, NOT) atti a specificare il legame che intercorre tra gli stessi; il processo di studio termina quando l'albero è composto solo da elementi base, ovvero da elementi primari che non dipendono da alcun altro evento. Si parla di algebra di Boole in riferimento ad un insieme sul quale sono definite le operazioni di somma logica (+, OR) e prodotto logico (\*, AND), cioè una terna che costituisce un reticolo in cui sono soddisfatte le proprietà distributiva, l'esistenza del minimo e del massimo e del complemento. La logica booleana è duale o binaria, pertanto un fatto può solamente avvenire o meno: le variabili in gioco possono assumere solo valori di verità (identificati con il numero 1) o falsità (identificati con il numero 0). Le operazioni fondamentali non sono addizione e sottrazione ma gli operatori logici: la congiunzione, o prodotto logico, identificato con AND ( $\wedge$ ); la disgiunzione, o somma logica, identificata con OR ( $\vee$ ); la negazione, o complementazione, indicata con NOT ( $\neg$ ). Con tale formalismo si possono descrivere le relazioni logiche in modo simile a quanto avviene nell'algebra ordinaria attraverso le relazioni numeriche: la combinazione di AND, OR e NOT permette di sviluppare qualsiasi funzione booleana, in quanto i tre operatori logici formano un insieme funzionante completo [16].

- L'operatore NOT restituisce il valore inverso a quello in entrata;

- L'operatore AND restituisce come valore 1 se tutti gli operandi hanno valore 1, 0 in tutti gli altri casi;
- L'operatore OR restituisce 1 se almeno uno degli elementi è 1, 0 in tutti gli altri casi.

L'albero dei guasti è costituito da differenti percorsi possibili, che collegano i diversi elementi tra di loro; ogni percorso viene chiamato Cut Set ed identifica la strada che porta all'avvenimento del guasto finale. Il percorso minimo, ovvero non riducibile e composto solo da elementi base, viene chiamato Minimal Cut Set; lo scopo dell'analisi dell'albero di guasto è quello di individuare il Minimal Cut Set in modo da capire quali sono gli elementi del sistema reale più propensi al verificarsi del guasto capace di compromettere l'intero sistema.

Una volta definito l'albero dei guasti corrispondente al sistema oggetto di studio, i legami individuati attraverso la logica Booleana vanno tradotti in termini matematici, attraverso espressioni algebriche che rendano facile ed intuitivo il calcolo delle quantità desiderate. Sono necessari otto passaggi affinché l'analisi venga svolta in modo corretto:

- Definire il sistema attraverso i dati tecnici, costruttivi e manutentivi che si hanno a disposizione;
- Identificare le configurazioni operative e scegliere quella che si vuole analizzare;
- Identificare l'evento indesiderato e le condizioni al contorno che lo interessano;
- Costruire l'albero di guasto;
- Analizzare l'albero in modo quantitativo e qualitativo;
- Tradurre la logica booleana in espressioni algebriche, in modo da poter interpretare i risultati ottenuti;
- Modificare l'albero del sistema in caso di necessità, durante la valutazione;
- Definire le misure più consone per ridurre la probabilità di guasto del sistema in esame

Si è visto come i risultati ottenibili da questo tipo di analisi siano di due tipi: quantitativi e qualitativi. Per quanto riguarda i risultati qualitativi, questi sono ottenibili attraverso la trascrizione dell'albero in espressione logiche attraverso gli operatori booleani: vengono così individuati i percorsi componenti l'albero ed il rispettivo ordine: primo ordine indica che un singolo guasto è in grado di compromettere l'intero sistema, secondo ordine indica che ne sono necessari due, e così discorrendo. In questo modo è possibile individuare il percorso più critico e, di conseguenza, quale elemento del sistema necessita di più attenzione: è evidente che il percorso con ordine minore, ha un maggiore rischio associato. I risultati quantitativi, invece, associano ad ogni evento una probabilità e distinguono le diverse interdipendenze dei

componenti in gioco: sono utili nel calcolo effettivo delle probabilità e nell'analisi statistica e probabilistica associata.

Di seguito verranno brevemente descritti gli elementi teorici presenti ed utilizzati nella FTA:

- Cut Set (CS): percorso di errore, ovvero insieme di eventi che portano al verificarsi dell'evento indesiderato;
- Minimal Cut Set (MCS): percorso di errore minimo, costituito solo da eventi elementari, capace di far accadere l'evento indesiderato;
- Ordine di Guasto: numero che indica quanti guasti sono sufficienti a far fallire l'intero sistema: primo ordine indica che un singolo guasto può compromettere il sistema, secondo ordine indica che ne sono necessari due contemporanei;
- Evento Multiplo (MOE): evento che si verifica in punti differenti dell'albero di guasto;
- Guasto Primario: guasto del componente che non può essere definito ad un livello inferiore, detto anche Guasto Base o Elementare, come ad esempio la rottura del componente stesso;
- Guasto Secondario: guasto che si verifica sul componente a causa di eventi esterni come, ad esempio, condizioni operative o ambientali;
- Tempo di Esposizione: durata temporale in cui il componente è esposto a guasti durante il funzionamento del sistema. Questa durata può variare se controllata durante la progettazione, riparazione, test e monitoraggio del sistema nel suo complesso;
- Percorso Critico: percorso che identifica la più alta probabilità di avvenimento di guasto al sistema.

La seguente figura mostra gli operatori utilizzati durante la costruzione dell'albero di guasto e il corrispondente significato associato:

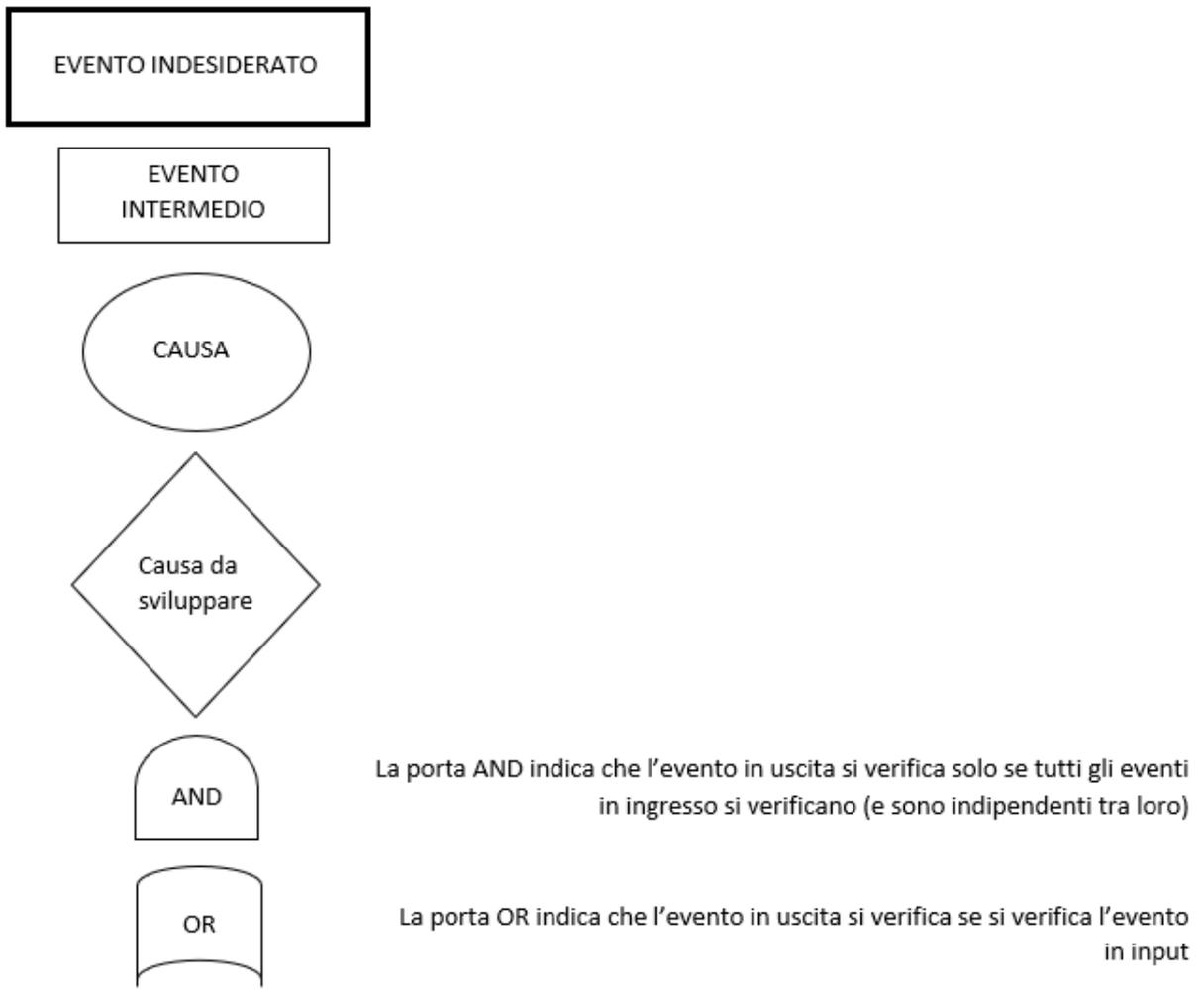


Figura 42: operatori usati nella FTA

## Capitolo 5

### Modello affidabilità applicato ad un sistema reale: modello teorico

Il seguente studio verte sull'analisi dell'affidabilità di differenti impianti fotovoltaici realmente installati ed in produzione, attraverso il modello teorico e probabilistico analizzato in precedenza verrà dimostrato quanto il monitoraggio influisca sulla corretta funzionalità del sistema nella sua totalità. Verranno esaminati cinque impianti gestiti dall'azienda TGE S.R.L. che opera in merito all'installazione e alla manutenzione di impianti fotovoltaici di media taglia, non residenziali, siti prevalentemente nel Nord Italia.

#### 5.1 Schema generico di un impianto fotovoltaico

Per poter studiare in modo appropriato il sistema preso in esame (impianto fotovoltaico), è necessario costruire un albero degli eventi che riesca ad individuare tutti i componenti principali ed i legami che intercorrono tra gli stessi; si tratta di un albero di guasto che metta in evidenza quali elementi costituenti il sistema vengono intaccati in caso di guasto o errore ad un componente e quali sono le cause che portano il sistema in fallimento.

Viene preso come sistema di riferimento un impianto fotovoltaico standard, ovvero un impianto elettrico costituito da diversi moduli fotovoltaici connessi tra loro e collegati, mediante cavi, all'inverter; oltre a questi elementi fondamentali, sono presenti ulteriori componenti:

- Quadro di campo;
- Quadro in corrente continua costituito da diodi di blocco a protezione delle possibili correnti inverse sulle stringhe;
- Scaricatori per le sovratensioni;
- Interruttori magnetotermici e Fusibili per proteggere i cavi da eventuali sovraccarichi;
- Quadro di interfaccia a valle degli inverter, equipaggiato di componenti necessari per il collegamento con la rete elettrica.

In Italia, per gli impianti di produzione, sono disponibili tre differenti tipologie di connessione alla rete elettrica nazionale: connessione in Bassa Tensione, in Media Tensione e con sistema di accumulo, isolate dalla rete. Gli impianti presi in considerazione in questo studio, appartengono alla seconda categoria: sono installati su edifici non adibiti ad abitazione e si allacciano in Media Tensione, inoltre aderiscono alla convenzione dello scambio sul posto o alla cessione, a seconda che l'energia prodotta venga anche utilizzata o solo immessa in rete.

Sono tante e differenti le caratteristiche che determinano l'unicità di un impianto fotovoltaico: la potenza nominale, la dimensione, il luogo di installazione, il tipo di tecnologia adoperata, la geometria di progettazione e altro, pertanto ogni impianto è a sé stante, ma tutti gli impianti si possono schematizzare, almeno dal punto di vista elettrico, in modo univoco. L'immagine qui sotto riportata mostra uno schema semplificato di un impianto fotovoltaico, senza accumulo, che può essere utilizzato per comprendere il collegamento dei vari elementi che compongono il sistema oggetto di studio; va tenuto in considerazione che la presente immagine ha il solo scopo di unificare visivamente i differenti impianti studiati, non dimenticando le differenze che intercorrono tra gli stessi, come verrà precisato nel seguito.

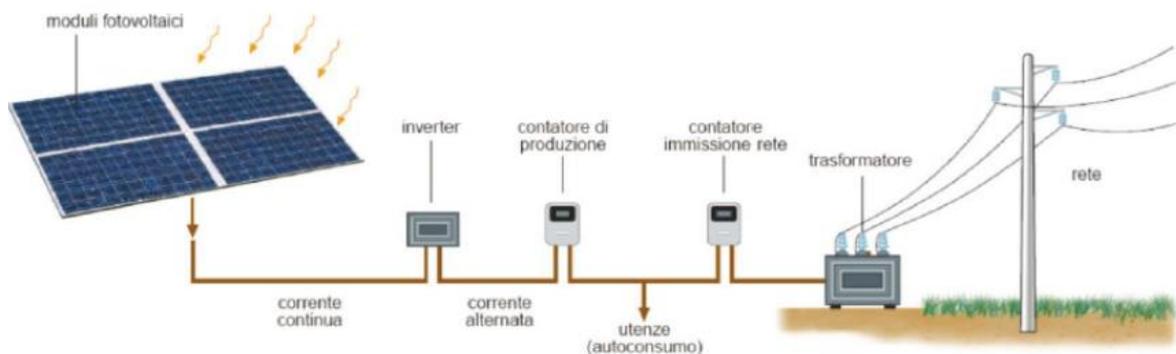


Figura 43: Schema semplificato di un impianto fotovoltaico [13]

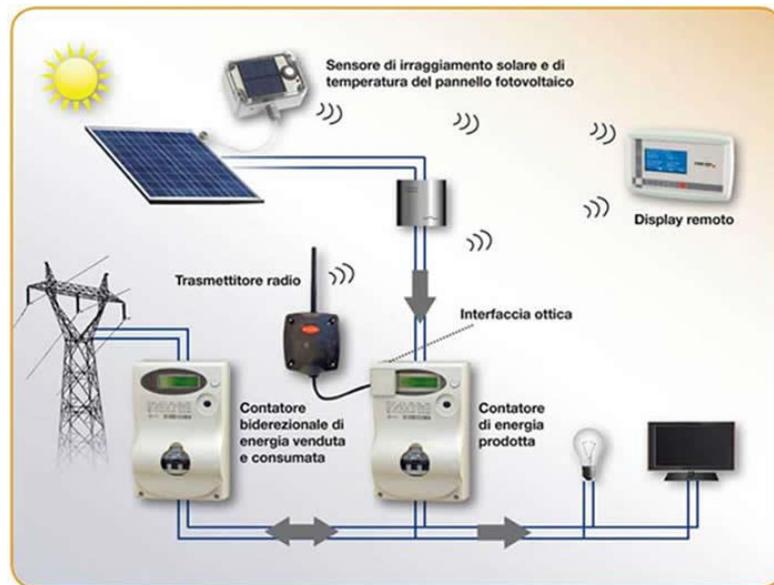


Figura 44: schema semplificato di un impianto fotovoltaico senza accumulo [13]

Dal punto di vista elettrico, lo schema di un impianto fotovoltaico può essere ulteriormente semplificato, considerando i componenti principali, come si vede nella figura 44:

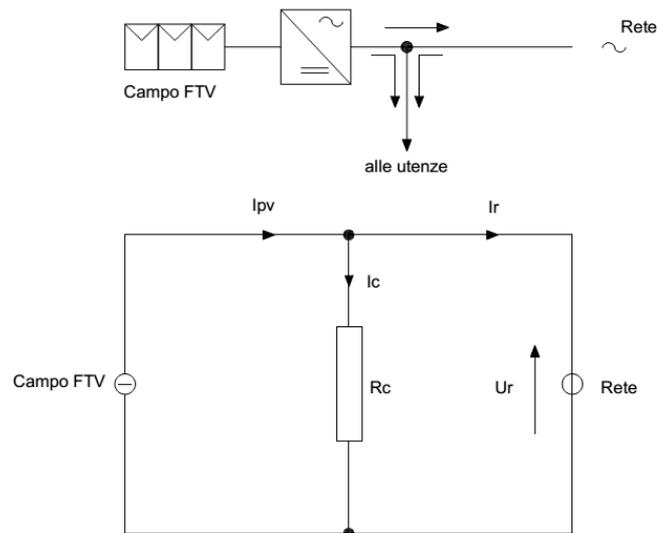


Figura 45: schema elettrico semplificato di un impianto fotovoltaico [12]

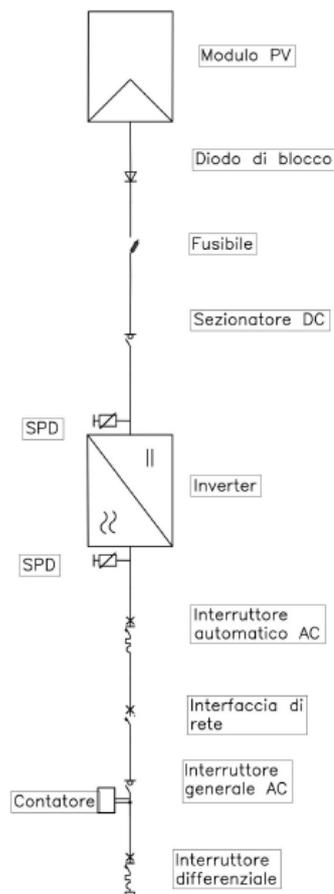


Figura 46: Schema elettrico completo di impianto fotovoltaico connesso alla rete

Un impianto fotovoltaico è composto da molti elementi di connessione e secondari che non sono evidenti in questi schemi semplificati che hanno il solo scopo di rendere più chiara e semplice la trattazione.

## 5.2 I campi fotovoltaici scelti

Il seguente studio verte sull'analisi di cinque diversi impianti fotovoltaici, con una potenza nominale dello stesso ordine di grandezza ma con sistema di monitoraggio avente diversa efficienza: vengono analizzati impianti con monitoraggio efficiente e controllati con cura, impianti con monitoraggio poco controllato ed impianti con monitoraggio poco efficiente. La diversa efficienza è legata al tipo di contratto che intercorre tra l'utente e l'azienda ospitante: se è presente un contratto di manutenzione il monitoraggio risulta essere più controllato e perciò maggiormente efficiente: viceversa gli impianti che non hanno alcun contratto di manutenzione e perciò non sono collegati al sistema di monitoraggio da remoto, risultano avere un monitoraggio meno controllato e meno efficiente. Ciò è utile a dimostrare quanto il monitoraggio, e la conseguente manutenzione, vadano ad influire sulla produttività di un

impianto e sulla sua disponibilità ed affidabilità. Di seguito vengono brevemente descritti i diversi impianti fotovoltaici oggetto di studio e le loro caratteristiche generali.

## 5.2.1 Impianti con monitoraggio attivo

Con monitoraggio attivo si intende un sistema di monitoraggio installato su impianti che vengono controllati giornalmente per i quali il Web Log non presenta problemi di comunicazione al portale; appartengono a questa categoria sia impianti che hanno un contratto di manutenzione con l'azienda, sia impianti che non ce l'hanno e si vedrà come anche questo influenzi l'affidabilità e la disponibilità del campo. Di seguito i tre impianti appartenenti a questa tipologia:

- Solaredge

Impianto fotovoltaico di 991,94 kWp di potenza nominale, sito a Mondavio, in provincia di Pesaro Urbino ed entrato in esercizio nel mese di Giugno del 2011. È costituito tra tre inverter KAKO POWANDOR da 350 W, ognuno costituito da 67 stringhe in parallelo a cui sono collegati 21 moduli in serie, per un totale di 4221 moduli LG ELECTRONICS-

- Parchi Fotovoltaici Canavesani

Impianto fotovoltaico di 998,94 kWp di potenza nominale, sito a Lombardone, in provincia di Torino ed entrato in esercizio nel mese di Settembre del 2011. È costituito da tre inverter ELETTRONICA SANTERNO da 385 W: ad uno sono collegate 70 stringhe in parallelo con 20 moduli ciascuna, agli altri due sono collegate 69 stringhe in parallelo con 20 moduli ognuna. I moduli installati sono 4160 GEOSOLAR 240 W.

Questi due impianti adoperano inverter centralizzati: il principio di funzionamento si basa sul collegamento di più stringhe a diversi ingressi dello stesso inverter il quale fornisce una corrente ad onda sinusoidale pura. Gli inverter centralizzati sono utilizzati in impianti di grandi dimensioni in quanto il costo di installazione è basso in relazione all'elevata potenza dell'inverter; di contro c'è il fatto che le interazioni reciproche tra le stringhe e gli ombreggiamenti parziali influenzano l'efficienza dell'intero impianto, per cui un guasto che colpisce una sola stringa compromette la produzione complessiva. In questo particolare caso è ancora più significativo il monitoraggio che deve garantire un controllo ed un intervento

immediato anche in caso di parziale malfunzionamento per non gravare sulla produzione globale dell'impianto.

Di seguito la figura mostra lo schema di un inverter centralizzato:

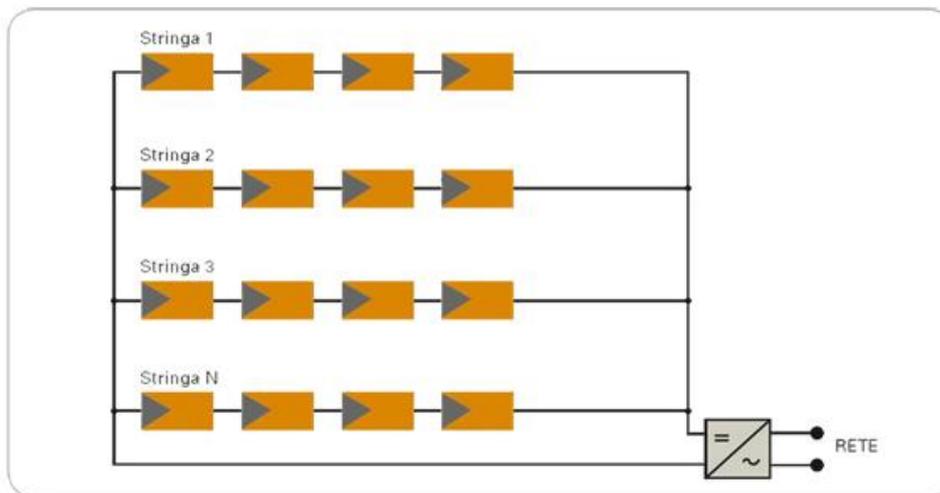


Figura 47: schema di inverter centralizzato [18]

- Torricelle

Impianto fotovoltaico di 739,19 kWp di potenza nominale, sito in provincia di Piacenza ed entrato in esercizio nel Giugno del 2011; è costituito da 56 inverter PVI-12.5 con 3 stringhe da 20 moduli ognuna. I moduli installati sono SCHEUTEN SOLAR 220 W per un totale di 3360 moduli.

A differenza degli impianti precedenti, su questo impianto sono installati inverter di stringa per cui ogni inverter è collegato ad una stringa di pannelli fotovoltaici connessi in serie tra loro per raggiungere la tensione prossima a quella di utilizzo. Tale tipologia di inverter è utilizzata negli impianti di piccola taglia che hanno a disposizione poche stringhe; quando viene utilizzata su impianti di medio-grande taglia si sfrutta la modularizzazione, installandone in quantità. Con modularizzazione si intende la capacità di suddividere l'impianto in tante piccole sezioni in modo da poter sfruttare il beneficio dei piccoli sotto-impianti che vengono a crearsi, come la facilità di controllo e la più rapida risoluzione di un'eventuale problematica.

Nella figura seguente viene mostrato lo schema di un inverter di stringa:

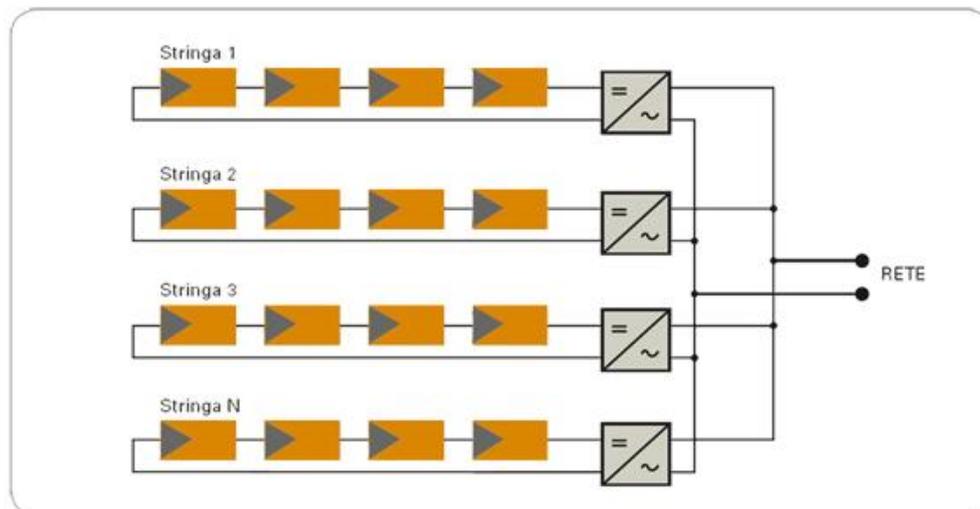


Figura 48: schema di inverter di stringa [18]

## 5.2.2 Impianti con monitoraggio funzionante ma controllato con meno frequenza

Questa tipologia identifica un monitoraggio che di per sé è perfettamente funzionante per quanto riguarda la trasmissione dei dati e la connessione al portale, ma è installato su impianti che non necessitano di tale controllo da parte dell'azienda ospitante. Di seguito le caratteristiche dell'impianto appartenente alla categoria:

- Castelfidardo

Impianto da 692,63 kWp di potenza nominale, sito a Castelfidardo in provincia di Ancona, entrato in esercizio nel Dicembre del 2010; è costituito da 3 inverter POWANDOR, uno dei quali è da 350 W di potenza, è collegato a 74 stringhe da 22 moduli ciascuna, con un totale di 1628 moduli LG ELECTRONICS 235 W. Il secondo inverter da 33 kW è formato da 3 sotto-inverter ognuno dei quali collegato a 3 stringhe da 17 moduli ciascuna con un complessivo di 153 moduli; l'ultimo inverter è da 250W e presenta 53 stringhe di 22 moduli, per un numero complessivo di moduli pari a 1166.

## 5.2.3 Impianti con monitoraggio poco funzionante

Con monitoraggio non ben funzionante si intende un sistema di monitoraggio che presenta problemi di connessione alla rete con conseguente mancato invio regolare dei dati al portale. Di seguito le caratteristiche dell'impianto con questo tipo di monitoraggio installato:

- Caorso

Impianto fotovoltaico di 934,93 kWp di potenza nominale, sito nel comune di Caorso, in provincia di Potenza ed entrato in esercizio nel Luglio del 2011. È costituito da 70 inverter PVI-12.5 OUD, ai quali sono connessi due ingressi: ad uno sono collegate due stringhe a cui sono connesse 20 moduli ciascuna, all'altro è collegata una stringa da 20 moduli. I moduli installati sono SCHEUTEN SOLAR 220 W, per un totale di 4200 moduli.

L'analisi soggetta allo studio è stata svolta sulla base di dati ottenuti prendendo in considerazione due anni di produzione, uguali per tutti gli impianti, in modo da avere valori il più possibile omogenei sia dal punto di vista della quantità sia della precisione. Gli anni studiati sono il 2017 e il 2018, anni conclusi e con dati recuperabili in maggior quantità, quindi utili al fine statistico, e abili a ricoprire l'intero anno solare.

Al fine di poter rendere più scorrevole la trattazione, verranno associati agli impianti dei valori alfanumerici per contraddistinguerli:

<b>NOME IMPIANTO</b>	<b>CODICE</b>
<b>TORRICELLE</b>	<b>C1</b>
<b>SOLAREEDGE</b>	<b>C2</b>
<b>PARCHI FTV</b>	<b>C3</b>
<b>CAORSO</b>	<b>C4</b>
<b>CASTELFIDARDO</b>	<b>C5</b>

*Tabella 3: Associazione nome impianto-codice alfanumerico*

Di seguito viene mostrata la produzione di energia degli impianti studiati, nei due anni selezionati, in modo da poter fare un primo confronto visivo sull'andamento dell'impianto stesso; lo scopo è quello di mostrare come l'efficienza del controllo del monitoraggio vada ad influire sulla produzione effettiva di ogni impianto.

<b>NOME</b>	<b>TORRICELLE</b>	<b>C1</b>
<b>POTENZA [kWp]</b>	739,19	
<b>TIPO MONITORAGGIO</b>	perfetto	
<b>ANNO</b>	2017	2018
<b>ENERGIA PRODOTTA [kWh]</b>	934524	1011357

*Tabella 4: Torricelle-C1*

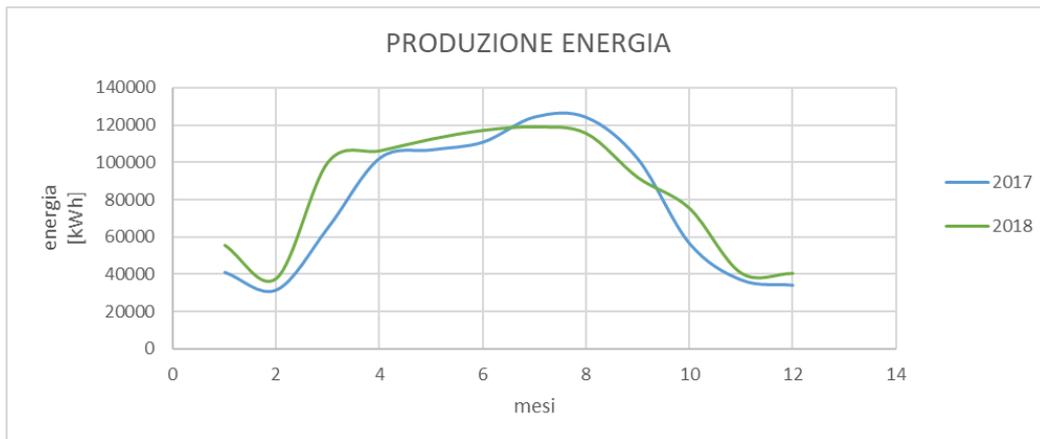


Figura 49: Produzione energetica C1-Torricelle

NOME	SOLAREEDGE	C2
POTENZA [kWp]	991,94	
TIPO MONITORAGGIO	perfetto	
ANNO	2017	2018
ENERGIA PRODOTTA [kWh]	1239073	1433494

Tabella 5: Solaredge-C2

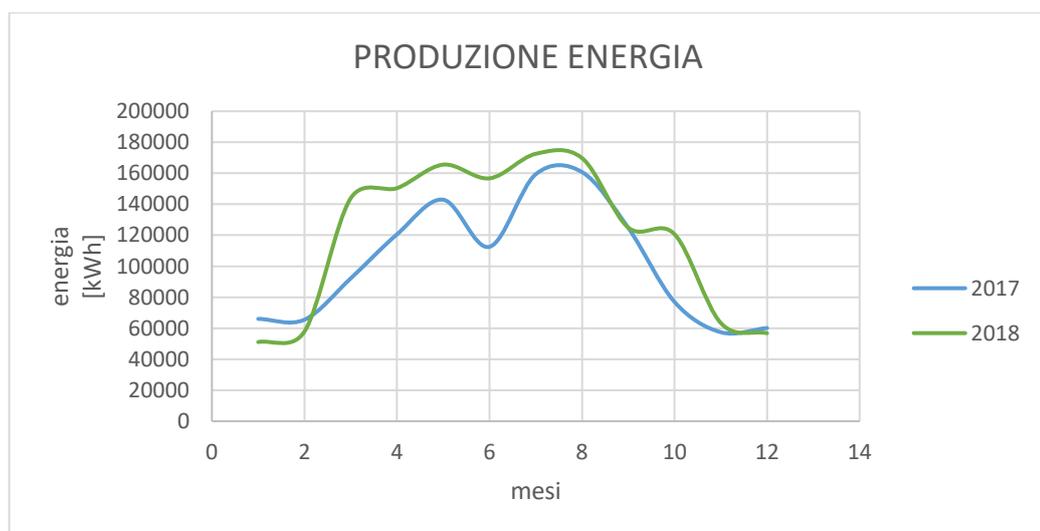


Figura 50: Produzione energetica C2-Solaredge

NOME	PARCHI FTV	C3
POTENZA [kWp]	998,4	
TIPO MONITORAGGIO	perfetto	
ANNO	2017	2018
ENERGIA PRODOTTA [kWh]	1158004	1221598

Tabella 6: Parchi FTV-C3

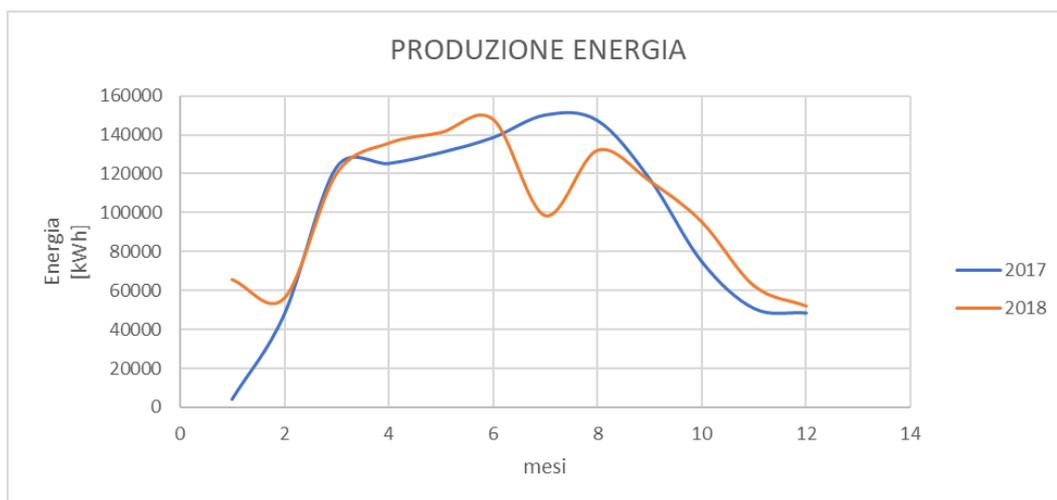


Figura 51: Produzione energetica C3-Parchi FTV

NOME	CAORSO	C4
POTENZA [kWp]	934,93	
TIPO MONITORAGGIO	non perfetto	
ANNO	2017	2018
ENERGIA PRODOTTA [kWh]	1133508	1214547

Tabella 7: Caorso-C4

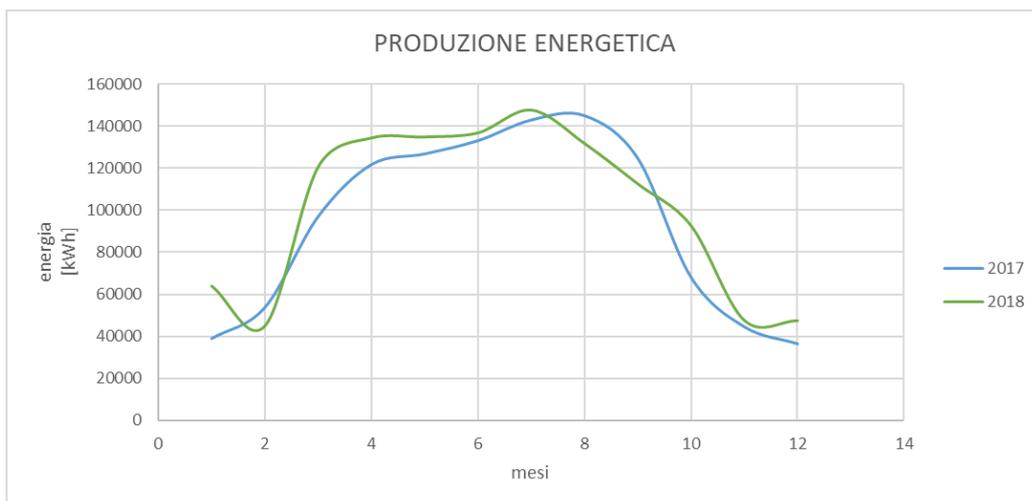


Figura 52: Produzione energetica C4-Caorso

NOME	CASTELFIDARDO	C5
POTENZA [kWp]	692,63	
TIPO MONITORAGGIO	poco verificato	
ANNO	2017	2018
ENERGIA PRODOTTA [kWh]	882829	985260

Tabella 8: Castelfidardo-C5

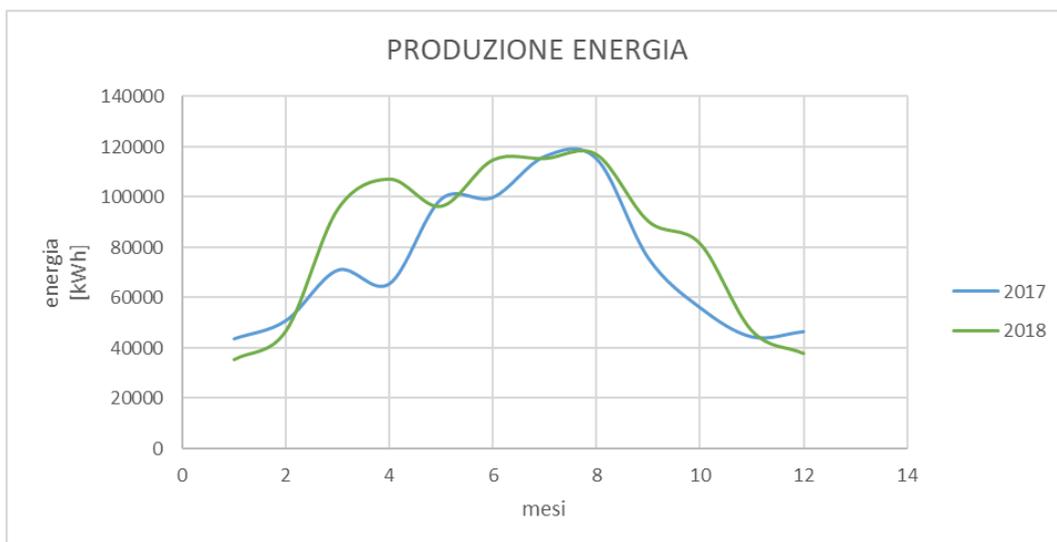


Figura 53: Produzione energetica C5-Castelfidardo

Nel paragrafo successivo verranno studiati più nel dettaglio gli impianti scelti, soffermandosi sulle quantità necessarie per la realizzazione dell'analisi.

## 5.3 Il conteggio dei componenti

Per poter svolgere in modo opportuna l'analisi di affidabilità dei suddetti impianti, è necessario specificare il numero di componenti che li costituiscono, in modo da poter applicare correttamente la Fault Tree Analysis descritta nei capitoli precedenti. In particolar modo verranno considerati solamente i componenti fondamentali alla funzionalità dell'impianto e, come si è precisato precedentemente, nonostante i vari impianti in oggetto presentino delle divergenze, si è preso come modello lo schema standardizzato per il conteggio degli elementi. Di seguito viene proposta la tabella riassuntiva degli elementi presenti sui diversi impianti, ricordando che agli stessi sono stati assegnati dei codici alfa numerico, tenendo in considerazione i componenti standard per ogni impianto campione.

IMPIANTO	C1	C2	C3	C4	C5
<b>Pannelli</b>	3360	4221	4160	4200	2947
<b>Connettori</b>	3360	4221	4160	4200	2947
<b>Fusibili</b>	60	134	140	136	52
<b>Diodi Bypass</b>	3360	4221	4160	4200	2947
<b>Inverter</b>	56	3	3	70	3
<b>Interruttori Generali</b>	1	3	1	1	1
<b>Interruttori Automatici</b>	56	3	3	70	3
<b>Interfaccia di Rete</b>	1	1	1	2	1

*Tabella 9: Quantità elementi degli impianti*

## 5.4 Il tasso di guasto

Al fine di poter calcolare, in modo teorico, l'affidabilità di un sistema, è necessario conoscere il tasso di guasto di ogni componente che lo costituisce; in letteratura scientifica si trovano analisi di affidabilità inerenti a componenti elettrici ed elettronici, ad esempio per il presente studio si è adoperato il MIL-HDB-217F\_NOTICE-2 [19]: normativa militare americana da cui si sono estratti i valori del Failure Rate di interesse. Tale normativa è stata pubblicata dal Dipartimento di Difesa americano e contiene il metodo e i valori utili al calcolo del tasso di guasto dei componenti elettrici ed elettronici in genere; nello studio di affidabilità del sistema fotovoltaico, sono stati considerati i componenti presenti nella *tabella 9*, ovvero quelli utili a definire in modo generico un impianto di produzione fotovoltaica.

Nello studio di affidabilità il tasso di guasto, noto come Failure Rate, è indicato con la lettera  $\lambda$  ed ha come unità di misura [guasti/ $10^6$ h]: spesso viene usato un acronimo per identificarlo, FIT ovvero Failure In Time. Ogni componente presenta un tasso di guasto proprio e differente da

quello degli altri elementi costituenti il sistema in esame e, a seconda dell'ambito in cui viene utilizzato, lo stesso componente può presentare un valore diverso di tasso di guasto. Ovviamente il tasso di guasto dipende anche dalle condizioni di utilizzo del componente e da fattori esterni: un componente elettronico utilizzato in un ambiente con condizioni non ottimali, presenterà un Failure Rate più alto, ovvero avrà una maggiore probabilità di guasto rispetto alle condizioni standard.

I parametri che sono in grado di influenzare il funzionamento di un componente elettronico, possono riassumersi in: temperatura di operatività, stress elettrico, qualità dell'elemento, ambiente di utilizzo, tipo di utilizzo e tipo di contatto. Per i componenti per i quali non è stato possibile calcolare il tasso di guasto in modo diretto, sono stati presi i valori ottenuti da studi fatti da terzi.

Si precisa che l'ultima normativa consultabile in tale ambito, risale al 1995 pertanto, al fine di compensare il gap creatosi e tenere in considerazione le innovazioni tecnologiche degli ultimi anni, si sono considerati militari tutti i componenti studiati, che risultano avere quindi una qualità molto elevata.

La normativa presa a riferimento, associa ad ogni parametro utilizzato per il calcolo del tasso di guasto, un valore numerico che varia in base alla condizione adoperata: nei paragrafi successivi verranno mostrati i calcoli effettuati ed i valori ottenuti, per il tasso di fallimento di ogni componente preso in esame, mettendo in evidenza i parametri e i coefficienti che li caratterizzano.

## 5.4.1 Modulo fotovoltaico

Il valore del tasso di guasto dei moduli fotovoltaici è stato preso da uno studio effettuato sperimentalmente in Giappone, sull'affidabilità dei moduli fotovoltaici; tale studio è stato svolto su un parco di 1000 impianti, installati tra il 1999 e l 2006, tutti di media taglia, per un totale di 150.000 pannelli, con lo scopo di calcolare l'affidabilità di fallimento dei sistemi fotovoltaici, basandosi su impianti reali. Sono stati riscontrati 52 possibili problemi, durante i sette anni di studio, pertanto, estraendo un valore approssimato di tale tasso di guasto, si ottiene il valore considerato:

$$\lambda_{PV} = 0,0152 [Failure/10^6 h]$$

## 5.4.2 Connettore fotovoltaico

Il tasso di guasto relativo al connettore è stato ricavato utilizzando la normativa americana MIL, che propone la seguente formula di calcolo:

$$\lambda_{CON} = \lambda_b \cdot \pi_E$$

- $\lambda_b$  = campo di applicazione. In questo caso è “Clip Termination” a cui corrisponde il valore numerico 0,00012;
- $\pi_E$  = tipologia di ambiente di utilizzo: “Non coperto” a cui corrisponde il valore 7.

Da ciò si ottiene il valore del tasso di guasto relativo al connettore:

$$\lambda_{CON} = 0,00024 [Failure/10^6h]$$

## 5.4.3 Fusibile

Il valore del tasso di guasto dei fusibili è stato estrapolato da un articolo scientifico del 2012 nel quale venivano analizzati 350 impianti fotovoltaici, con una potenza massima di picco di 70 MWp; il valore riscontrato è il seguente:

$$\lambda_{FUS} = 0,094 [Failure/10^6h]$$

Come è stato precisato precedentemente, il fusibile è un dispositivo di sicurezza che ha lo scopo di proteggere il sistema fotovoltaico dalle sovracorrenti che possono verificarsi a causa di eventi anomali; il corretto funzionamento è dato dalla rottura del contatto, che va quindi ad aprirsi, nel momento in cui vengono attraversati da una corrente maggiore rispetto a quella imposta. Da ciò si evince che la rottura del fusibile non implica il cattivo funzionamento del componente, bensì quello corretto, in quanto elemento protettivo. Pertanto la probabilità di guasto di un fusibile dovuta alla corrosione od allo stress meccanico è molto bassa e quindi può essere trascurata; invece per quanto riguarda la “rottura” del fusibile causata da una sovracorrente, siccome interrompe la produzione di energia della stringa in cui interviene, è considerata come un guasto intaccante il sistema nel complesso.

## 5.4.4 Diodo di blocco

Il valore del Failure Rate del diodo di blocco è stato calcolato attraverso le formule decise dalla normativa americana MIL, secondo la quale tale numero va calcolato con la seguente formula:

$$\lambda_{DB} = \lambda_b \cdot \pi_T \cdot \pi_S \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E$$

- $\lambda_b$  = campo applicativo. In questo caso è “Regolatore di voltaggio” al quale corrisponde il valore numerico 0,002;
- $\pi_T$  = fattore relativo alla temperatura: è stato scelto il valore approssimato di 35°C a cui corrisponde un valore numerico di 1,2;
- $\pi_S$  = fattore relativo allo stress elettrico, a cui è associato il valore 1 in caso di possibilità di affezione, come in questo caso, il valore 0 diversamente;
- $\pi_C$  = fattore di contatto a cui è associato il valore 2;
- $\pi_Q$  = fattore di qualità, scelta come media e a cui è associato il valore 2,4;
- $\pi_E$  = fattore legato all’ambiente: “Coperto-non condizionato” a cui corrisponde il valore 6.

Da quanto detto, si ricava un valore di tasso di guasto per il diodo di blocco pari a:

$$\lambda_{DB} = 0,06912 [Failure/10^6 h]$$

## 5.4.5 Inverter

Per quanto riguarda l’inverter il discorso del calcolo relativo al tasso di guasto si fa più complesso: se si dovesse considerare l’elemento nella sua interezza, con tutti i componenti che gli appartengono, il calcolo risulterebbe assai complesso e alquanto dispendioso. Con molta probabilità il valore ottenuto non rispecchierebbe la realtà a causa delle troppe variabili in gioco, pertanto si è deciso di utilizzare un articolo del 2011 della rivista Renewable Energy nel quale si parla dei guasti che colpiscono gli inverter, riportando una media di 0,1 guasti all’anno, ovvero 1 sostituzione ogni 10 anni. Nel seguente studio si considerano 12 ore produttive al giorno, pertanto il tasso di guasto dell’inverter risulta essere:

$$\lambda_{INV} = 22,83 [Failure/10^6 h]$$

## 5.4.6 Interruttore generale, differenziale e d’interfaccia di rete

L’interruttore generale, l’interruttore differenziale e l’interfaccia di rete ricadono tutti sono la stessa categoria, facendo riferimento alla normativa americana MIL che fornisce la seguente formula per il calcolo:

$$\lambda_{INT} = \lambda_b \cdot \pi_U \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \cdot \pi_E$$

- $\lambda_b$  = tipo di interruttore: “Magneto-termico” a cui corrisponde un valore di 0,34;
- $\pi_U$  = tipo di utilizzo: “Di potenza” a cui si associa il valore 1, per l’interfaccia di rete, “Non di potenza” a cui si associa il valore 2,5 per gli interruttori;
- $\pi_C$  = configurazione: “SPST” a cui è associato il valore 1;
- $\pi_Q$  = fattore di qualità, considerata “Media” a cui si associa il valore 5;
- $\pi_E$  = fattore ambientale. L’ambiente è stato considerato “Coperto-non condizionato”, a cui è associato il coefficiente 2

Pertanto si avranno i seguenti valori per gli interruttori (INT) e per l’interfaccia (int):

$$\lambda_{INT} = 8,5 [Failure/10^6h]$$

$$\lambda_{int} = 3,4 [Failure/10^6h]$$

Al fine di avere una visualizzazione più immediata dei tassi di guasto ottenuti, viene proposta di seguito una tabella riassuntiva, ricordando che l’unità di misura utilizzata per il Failure Rate è  $[Failure/10^6 h]$  per ogni componente:

ELEMENTO	Failure rate
Pannello	0,0152
Connettore	0,00024
Fusibile	0,094
Diodo	0,06912
Inverter	22.83
Interruttore	8,5
Interfaccia	3,4

Tabella 10: Tabella riassuntiva dei tassi di guasto

## 5.5 Studio attraverso la Fault Tree Analysis

Dopo aver raggruppato tutti i dati necessari, è necessario capire quali interdipendenze intercorrono tra i diversi componenti, in modo da poter studiare come un guasto possa propagarsi nell’intero sistema; a quel punto sarà possibile implementare la FTA descritta nel capitolo

Come si è visto, è utile creare un albero di guasto in modo che, attraverso lo schema logico associato e la logica booleana, sia possibile studiare le relazioni che intercorrono tra gli elementi costituenti l'impianto.

Il punto principale è la corretta definizione del "Top Event" ovvero l'evento finale dell'albero logico di fallimento: nello studio effettuato si considera guasto non solo lo spegnimento totale del sistema, ma anche il calo di produzione dovuto ad un qualsiasi malfunzionamento o alla rottura di un componente quale inverter, modulo fotovoltaico ecc. Pertanto il Top Event del presente studio è dato da *"Interruzione o calo produttivo a causa di un guasto del componente, non dovuto al normale degradamento nel tempo, anche quando i pannelli vengono colpiti da radiazione solare"*.

In un impianto fotovoltaico tutti i componenti sono connessi, dal punto di vista logico, in serie tra loro: nel caso in cui uno solo dei componenti smettesse di funzionare correttamente, l'intero sistema ne risentirebbe, cadendo in uno stato di fallimento. Va sottolineato il fatto che non necessariamente un collegamento in serie dal punto di vista dell'analisi di affidabilità, corrisponde ad un collegamento in serie nella realtà: viene preso in considerazione il collegamento logico che intercorre tra i diversi elementi solo dal punto di vista del raggiungimento dello stato di guasto dell'intero sistema studiato. Nella figura seguente viene mostrato l'albero di guasto utilizzato nel presente studio:

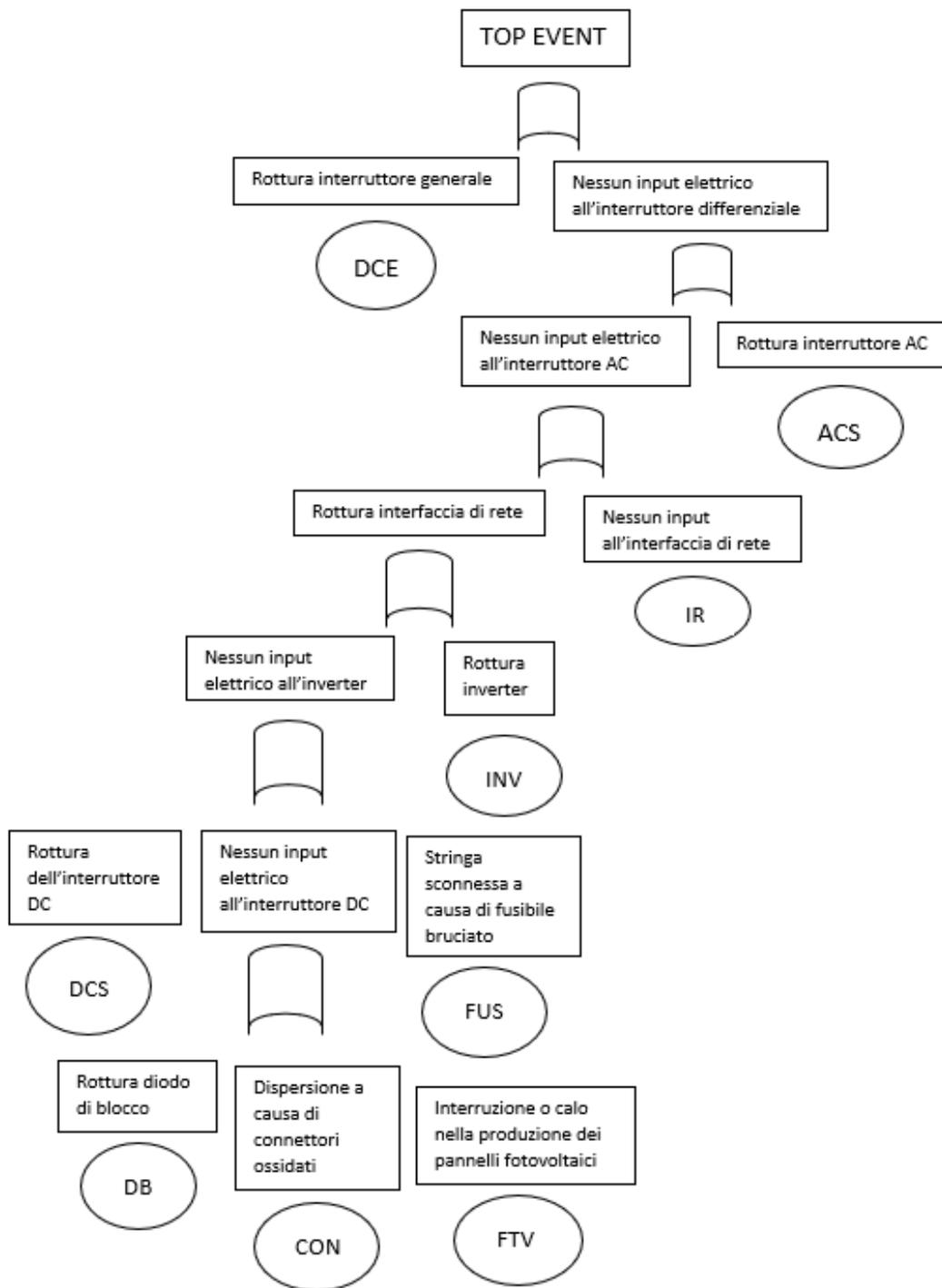


Figura 54: Albero di guasto utilizzato

Durante lo studio sono state fatte alcune assunzioni utili a semplificare al trattamento che vengono di seguito espone:

- L'accadimento del Top Event viene considerato di tipo binario: o si verifica o no, non ci sono possibilità intermedie;
- I componenti vengono considerati integri, senza tenere in conto il loro specifico degrado. Questo tipo di assunzione non va ad intaccare la veridicità dello studio, in quanto l'invecchiamento dei componenti e dell'eventuale calo produttivo è già considerato nello studio di affidabilità del sistema nel suo complesso;
- Ci si sofferma sul calcolo della Reliability, del Tasso di Guasto e del MTTF del sistema in esame, ovvero dell'impianto produttivo; gli elementi presenti nel sistema vengono considerati tutti riparabili e, al fine di poter valutare i suddetti parametri, si prendono in esame dati di casi reali;
- Tutti gli elementi vengono considerati indipendenti tra loro e non mutualmente escludenti, il che significa che non si impediscono l'un l'altro e che non sono considerati collegati;
- L'installazione dei componenti costituenti l'impianto viene considerata come correttamente eseguita, così come anche il dimensionamento;
- Siccome si considera il periodo di vita utile dell'impianto fotovoltaico, la  $\lambda$  di fallimento viene considerata costante, con tutte le conseguenze matematiche che ciò comporta nell'utilizzo delle formule.

### 5.5.1 Calcolo del Minimal Cut Set

Al fine di poter tradurre la logica booleana in espressioni matematiche, bisogna trasformare l'albero degli eventi in una equazione sulla quale si possa operare attraverso l'algebra classica: questo passaggio è fatto attraverso il calcolo del Cut Set ovvero la trascrizione logica del collegamento che intercorre tra i vari componenti presenti nell'albero di guasto. Ricordando che tutti i componenti sono stati considerati come indipendenti tra loro e collegati in serie, e siccome sono connessi tra loro attraverso porte OR, la loro scrittura algebrica si semplifica in addizioni:

$$TOP\ EVENT = \{DCE + [ACS + [IR + [INV + (DCE + FUS + (DB + CON + FTV))]]]\}$$

$$TOP\ EVENT = DCE + ACS + IR + INV + DCE + FUS + DB + CON + FTV$$

Con Cut Set si identifica l'insieme degli eventi che concorrono al fallimento dell'intero sistema o, meglio, il raggiungimento dell'evento definito come Top. Il Minimal Cut Set è la sequenza

minima che comporta il raggiungimento dell'evento finale: in questo studio il Minimal Cut Set è di 9 elementi, capaci di esprimere l'albero degli eventi.

Dallo studio della teoria delle probabilità si può valutare la probabilità di fallimento dell'intero sistema, come la somma delle probabilità di ogni singolo Minimal Cut Set, come mostra l'equazione seguente:

$$P(TopEvent) = Pr(DCE + ACS + IR + INV + DCE + FUS + DB + CON + FTV)$$

Dalle assunzioni fatte in precedenza, ovvero il fatto che gli eventi sono stati considerati indipendenti e non mutualmente esclusivi, si può usare il principio di inclusione-esclusione per trasformare l'equazione precedente nella seguente:

$$1 - Pr(TopEvent) = [1 - Pr(DCE)][1 - Pr(acs)][...][1 - Pr(FTV)]$$

Con  $Pr()$  si identifica la probabilità di fallimento, pertanto  $1-Pr()$  rappresenta la probabilità di affidabilità e, di conseguenza, vediamo che l'affidabilità dell'intero sistema si valuta attraverso il prodotto delle probabilità di affidabilità di ogni singolo componente:

$$R_{TOT} = \prod_{i=1}^n R(C_i)$$

In cui si è identificato con  $C_i$  l'i-esimo componente che concorre al raggiungimento del Top Event indesiderato.

Si ricorda che  $R$  rappresenta l'affidabilità del sistema in esame, che coincide con la probabilità di affidabilità sopra citata. Nel caso specifico, l'affidabilità del sistema è data dalla seguente formula:

$$R_{TOT} = R(DCE) \cdot R(ACS) \cdot R(IR) \cdot R(INV) \cdot R(DCS) \cdot R(FUS) \cdot R(DB) \cdot R(CON) \cdot R(FTV)$$

Nel seguente paragrafo verrà calcolata, nel dettaglio, l'affidabilità di ogni singolo componente, in modo poi da poter valutare l'affidabilità dell'intero sistema ed effettuare lo studio di analisi di affidabilità vero e proprio.

## 5.5.2 Calcolo dell'affidabilità

Dalle assunzioni fatte in precedenza è possibile valutare l'affidabilità di ogni singolo componente attraverso la distribuzione esponenziale, con la seguente formula:

$$R(t) = e^{-(\lambda t)}$$

Tenendo in considerazione il gruppo di elementi studiati ( $m$ ), la formula si trasforma come segue:

$$R(t) = e^{-(m\lambda t)}$$

Ora, considerando l'intero sistema ovvero le relazioni che intercorrono tra i diversi componenti ( $n$ ), la formula, che poi verrà utilizzata nel corso dell'analisi, diventa:

$$R(t) = e^{-(\sum_{i=1}^n m_i \lambda_i t)}$$

In cui  $n$  rappresenta il numero totale dei diversi gruppi di componenti presenti nel sistema,  $m_i$  il numero di componenti uguali nell'impianto,  $\lambda_i$  è il failure rate di ogni elemento e  $t$  è il tempo preso in considerazione. Il tempo è espresso in ore, così come viene valutato il tasso di guasto, ed identifica il tempo medio di operatività dell'elemento a cui si riferisce: trattandosi di un impianto fotovoltaico e, tenendo presente che il periodo studiato è comprensivo di due anni solari interi, viene utilizzato un tempo medio di 12 ore giornaliere, legato alle ore di luce.

La seguente tabella riassume i valori di affidabilità ottenuti, per ogni gruppo di componenti e per l'impianto nel complesso, in diversi periodi della vita utile del sistema:

AFFIDABILITA' ( R ) _					
1 anno	C1	C2	C3	C4	C5
Pannelli	0,79955867	0,75501528	0,75808773	0,7560716	0,821848283
Connettori	0,9964742	0,99557271	0,99563656	0,99559469	0,996906907
Fusibili	0,97559943	0,9463238	0,94398897	0,94554488	0,978818115
Diodi Bypass	0,3615969	0,27862481	0,28381811	0,28040185	0,409756875
Inverter	0,00369882	0,74082844	0,74082844	0,00091218	0,740828444
Interruttori Generali	0,96345452	0,89432145	0,96345452	0,96345452	0,963454515
Interruttori Automatici	0,12432204	0,89432145	0,89432145	0,07382189	0,894321454
Interfaccia di Rete	0,98521834	0,98521834	0,98521834	0,97065517	0,985218337
<b>R_tot_1anno</b>	<b>0,00012268</b>	<b>0,11569796</b>	<b>0,12717517</b>	<b>1,2568E-05</b>	<b>0,206656707</b>

Tabella 11: Affidabilità dei componenti dopo un anno di attività

AFFIDABILITA' ( R ) _					
5 anni	C1	C2	C3	C4	C5
Pannelli	0,32677716	0,24534584	0,25037868	0,24706693	0,374936965
Connettori	0,98249487	0,97805871	0,97837235	0,97816667	0,984629912
Fusibili	0,8838075	0,75892494	0,74960866	0,75580672	0,898483264
Diodi Bypass	0,00618192	0,00167919	0,00184162	0,00173342	0,01155131
Inverter	6,9233E-13	0,22314556	0,22314556	6,3153E-16	0,223145557
Interruttori Generali	0,83014906	0,57209512	0,83014906	0,83014906	0,830149063
Interruttori Automatici	2,9699E-05	0,57209512	0,57209512	2,1924E-06	0,572095124
Interfaccia di Rete	0,9282446	0,9282446	0,9282446	0,86163804	0,928244603
<b>R_tot_5anni</b>	<b>2,7793E-20</b>	<b>2,0731E-05</b>	<b>3,3267E-05</b>	<b>3,1358E-25</b>	<b>0,000376919</b>

Tabella 12: Affidabilità componenti dopo cinque anni di attività

AFFIDABILITA' ( R ) _					
20 anni	C1	C2	C3	C4	C5
Pannelli	0,01140268	0,00362339	0,00392997	0,00372613	0,019762098
Connettori	0,93179668	0,91508136	0,91625567	0,91548546	0,939922618
Fusibili	0,61014173	0,33173806	0,31574637	0,32631947	0,651688364
Diodi Bypass	1,4605E-09	7,9505E-12	1,1503E-11	9,0285E-12	1,78043E-08
Inverter	2,2975E-49	0,00247944	0,00247944	1,5906E-61	0,002479436
Interruttori Generali	0,47492423	0,1071206	0,47492423	0,47492423	0,474924232
Interruttori Automatici	7,7797E-19	0,1071206	0,1071206	2,3105E-23	0,107120597
Interfaccia di Rete	0,74242012	0,74242012	0,74242012	0,55118763	0,742420117
<b>R_tot_20anni</b>	<b>5,9668E-79</b>	<b>1,8472E-19</b>	<b>1,2247E-18</b>	<b>9,669E-99</b>	<b>2,01832E-14</b>

Tabella 13: Affidabilità componenti dopo venti anni di attività

Per una più facile visualizzazione vengono presentate tre tabelle riassuntive che mettono in evidenza l'affidabilità degli impianti, espressa in percentuale, relativa ai periodi di interesse:

IMPIANTO	C1	C2	C3	C4	C5
Affidabilità totale R %	0,01226838	11,5697961	12,717517	0,00125681	20,66567072
1 anno					

Tabella 114: Affidabilità degli impianti dopo 1 anno di operatività

IMPIANTO	C1	C2	C3	C4	C5
Affidabilità totale R %	2,7793E-18	0,00207314	0,00332668	3,1358E-23	0,037691856
5 anni					

Tabella 125: Affidabilità degli impianti dopo 5 anni di operatività

IMPIANTO	C1	C2	C3	C4	C5
Affidabilità totale R % 20 anni	5,9668E-77	1,8472E-17	1,2247E-16	9,6687E-97	2,01832E-12

Tabella 136: Affidabilità degli impianti dopo 20 anni di operatività

Nella figura 55 viene mostrato l'andamento dell'affidabilità dei rispettivi impianti, nel corso degli anni, dal primo anno di vita utile, fino al ventesimo anno, stimato come ultimo anno garantito dai costruttori nelle schede tecniche dei componenti costituenti ogni impianto fotovoltaico generico.

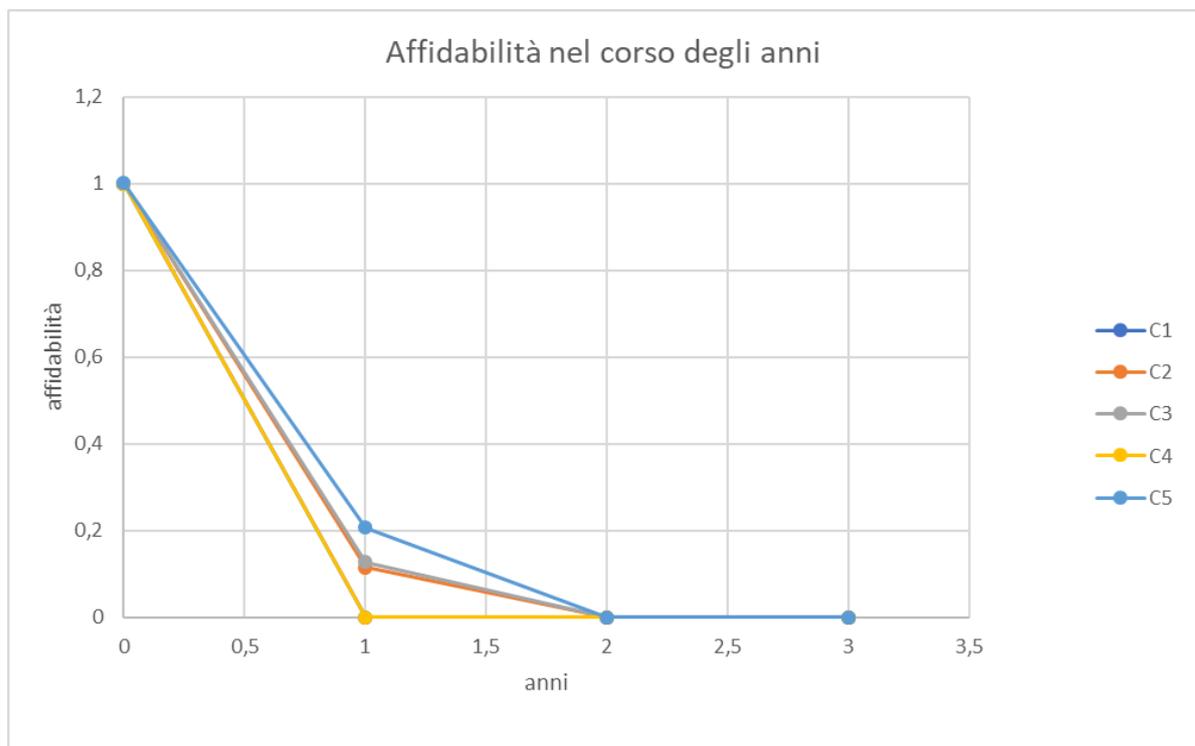


Figura 55: Andamento nel tempo dell'affidabilità degli impianti

Al fine di poter conoscere l'affidabilità totale di un impianto è interessante valutare il tasso di guasto totale dell'impianto stesso; quest'ultimo viene calcolato mediante la formula esponenziale che tiene in considerazione il numero di componenti uguali tra loro, presenti in ogni impianto, come mostra la seguente formula:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i$$

In cui  $m_i$  rappresenta il numero di elementi e  $\lambda_i$  il tasso di guasto associato ad ognuno di essi; attraverso la sommatoria di questi prodotti, è possibile conoscere il tasso di guasto che caratterizza l'intero sistema studiato.

Nella *tabella 17* vengono mostrati i risultati ottenuti per quanto concerne il tasso di guasto degli impianti oggetto di studio; si ricorda che questi parametri hanno come unità di misura [Failures/10<sup>6</sup> h].

FAILURE RATE	
<b>C1</b>	20,56
<b>C2</b>	4,92
<b>C3</b>	4,71
<b>C4</b>	25,76
<b>C5</b>	3,59

*Tabella 147: Tasso di guasto complessivo degli impianti*

Una volta noto il tasso di guasto di ogni singolo componente e di ogni impianto nel suo complesso, è possibile calcolare il relativo tempo medio di guasto, utilizzando la formula vista precedentemente.

Il MTTF è un dato molto utile ed importante per comprendere quanto tempo, mediamente, intercorre tra un guasto ed un altro ovvero permette di stimare il numero di interventi necessari in un anno affinché il sistema mantenga costante il proprio grado di affidabilità. Nella tabella seguente vengono mostrati i MTTF degli impianti in esame, in ore, mesi ed anni, permettendo il confronto tra gli stessi:

	MTTF [ore]	MTTF [mesi]	MTTF [anni]
<b>C1</b>	486,35	1,33	0,11
<b>C2</b>	2030,81	5,56	0,46
<b>C3</b>	2123,95	5,82	0,48
<b>C4</b>	388,15	1,06	0,08
<b>C5</b>	2777,96	7,61	0,63

*Tabella 158: MTTF degli impianti*

Va ricordato che lo studio è stato effettuato considerando una media oraria giornaliera di 12 ore, nelle quali l'impianto è in grado di produrre, anche al minimo, energia elettrica. Dai risultati ottenuti si evince che per quanto riguarda gli impianti C2, C3 e C5 si stimano un

paio di guasti all'anno; per gli impianti C1 e C4 invece il tasso di frequenza è molto più elevato e si prevede all'incirca un guasto al mese.

I dati così ottenuti sono stati ricavati da formule teoriche basate sull'analisi dell'affidabilità: nel seguente capitolo verranno valutati gli stessi fattori, partendo da dati realistici basati sugli effettivi interventi effettuati sugli impianti in oggetto di studio. Lo scopo è quello di verificare quanto la teoria si discosti dalla realtà della situazione e implementare un *modus operandi* che permetta di migliorare l'affidabilità e quindi la produzione degli impianti, e permetta di fare scelte adeguate nel momento in cui si decide di progettare un impianto futuro.

Da quel che si evince analiticamente, l'affidabilità di un impianto è strettamente correlata al numero di componenti che lo compongono: C1 e C2 sono gli impianti con il maggior numero di inverter (ed interruttore) e presentano l'affidabilità minore, rispetto agli altri impianti di potenza nominale pressoché simile, già dopo un anno di esercizio. Lo stesso concetto può essere appurato dal valore del tempo medio di guasto: C1 e C4 presentano i valori di MTTF più bassi in assoluto: ciò significa che si prevedono guasti molto più frequenti nell'arco di un anno, rispetto agli impianti in cui il numero di componenti principali è ridotto. Un fattore rilevante nella valutazione dei risultati ottenuti è il peso energetico che un componente ha rispetto ad un altro: il guasto che si verifica su un pannello, anche se non immediatamente risolto, a livello energetico pesa meno di un guasto riguardante un inverter anche di piccola taglia, nel senso che la quantità di energia persa è più rilevante nel secondo caso piuttosto che nel primo. Successivamente si terrà conto anche di questo aspetto durante la trattazione.

## Capitolo 6

### Modello affidabilità applicato ad un sistema reale- modello sperimentale

Fino ad ora, lo studio di affidabilità è stato effettuato su sei impianti reali, basandosi su dati e formulazioni teoriche estrapolate dalla letteratura scientifica: da qui in avanti lo stesso studio verrà fatto prendendo in considerazione dati reali estrapolati dai report di assistenza effettuati su diversi impianti nel corso degli anni di interesse, da parte della TGE SRL. Le ipotesi semplificative utilizzate finora potrebbero non rispecchiare effettivamente la realtà dei fatti: i guasti sono stati considerati indipendenti tra di loro quando questo non sempre è vero, infatti un guasto ad un componente potrebbe essere in grado di causarne un altro ad un componente ad esso correlato. Inoltre, i dati teorici usati per il calcolo del tasso di guasto di ogni componente, essendo stati estrapolati da letteratura scientifica, potrebbero rendere non omogenea la trattazione. Lo scopo è quindi quello di affiancare le due diverse casistiche per valutare la veridicità del caso teorico rispetto a quello sperimentale.

Lo studio dei dati reali viene effettuato prendendo in esame due anni di produzione degli impianti fotovoltaici scelti, utilizzando i report di assistenza e manutenzione stilati ad ogni intervento in sito, dall'azienda TGE SRL che ha ospitato questo progetto. Tali report riportano le seguenti informazioni:

- Data di intervento
- Ora di intervento
- Luogo di intervento
- Cliente
- Problematica riscontrata
- Attrezzi utilizzati
- Procedura svolta
- Esito della lavorazione
- Tecnici operativi

Grazie alle suddette, sarà possibile valutare gli effettivi parametri di interesse per ogni impianto studiato, calcolando il numero di interventi e i componenti maggiormente soggetti a guasto, oltre alle ore necessarie per la riparazione del guasto stesso; sarà quindi possibile effettuare un

confronto tra i dati ottenuti a livello teorico ed accademico, rispetto ai valori effettivamente riscontrati nella realtà di ogni impianto considerato.

Ogni impianto studiato è monitorato attraverso un sistema di controllo a livello di inverter che permette di capire facilmente quali siano i danni riscontrati e quante le perdite energetiche ad essi associati; grazie ai report compilati ad ogni intervento, è stato possibile calcolare il tempo necessario per la riparazione di ogni guasto riscontrato, quindi il tempo medio di riparazione, la disponibilità e la disponibilità media di ogni sistema analizzato. In questo caso, il MTTF è stato calcolato con la seguente formula:

$$MTTF = \frac{\textit{Tempo di operazione}}{\textit{Numero di guasti}}$$

Attraverso il sistema di monitoraggio online di cui usufruisce la ditta, è stato possibile valutare per quanto tempo si è protratto un guasto e che conseguenze energetiche ha avuto sul sistema in esame: si è calcolato il MTTR (Mean Time To Repair) ovvero il tempo medio di riparazione di un guasto, come segue:

$$MTTR = \frac{\textit{Tempo totale di riparazione}}{\textit{Numero di guasti}}$$

Come tempo totale di riparazione sono state prese in considerazione le ore totali in cui l'impianto non era in produzione, a prescindere dalla causa. Conoscendo questi due parametri è possibile calcolare, utilizzando la formula esplicitata nel capitolo 4, la disponibilità media dell'impianto ovvero la percentuale di tempo in cui l'impianto è disponibile quindi in grado di svolgere il compito per cui è stato progettato.

Per mantenere costante la disponibilità di un impianto, la TGE offre due tipologie di intervento: la manutenzione ordinaria e quella straordinaria. Mentre la prima è effettuata periodicamente, ogni 6 o 12 mesi in base al contratto stipulato ed alla grandezza dell'impianto, la seconda viene programmata in base ai problemi riscontrati attraverso il controllo giornaliero del sistema di monitoraggio online. Da ciò si evince la fondamentale importanza di un corretto monitoraggio da remoto, in modo da poter individuare, molto prima che il guasto diventi più importante, una problematica ed agire di conseguenza per risolverla. Tramite il controllo giornaliero degli impianti è possibile notare, oltre al più evidente spegnimento di un inverter, anche un calo di produzione e, studiandone le possibili cause, andare ad intervenire in modo opportuno per risolvere il problema. A titolo di esempio viene mostrata la seguente immagine che permette di chiarire il concetto precedentemente esposto:

Inverter	Resa specifica	Divergenza	Valutazione
PVI 10.0 OUTD 4	2,85 kWh/kWp	-31,82 %	
PVI 10.0 OUTD 5	4,21 kWh/kWp	0,72 %	
PVI 12.5 OUTD 1	4,47 kWh/kWp	6,94 %	
PVI 12.5 OUTD 2	4,54 kWh/kWp	8,61 %	
PVI 12.5 OUTD 3	3,87 kWh/kWp	-7,42 %	
Valore medio	4,18 kWh/kWp		

Figura 56: Esempio di divergenza

In base alla configurazione dell'impianto, il valore di divergenza negativo è in grado di metter in evidenza quanti fusibili sono fuori uso (bruciati o danneggiati) sull'inverter che si sta osservando o quante stringhe non sono in produzione: se un inverter ha 3 stringhe associate, una divergenza del -32% (come quella mostrata in figura) indica che 1 di queste ha delle problematiche oppure che 2 fusibili sono bruciati, tenendo in considerazione che, normalmente, ogni stringa presenta 2 fusibili.

Al fine di poter dimostrare quanta importanza abbia il sistema di monitoraggio su un impianto fotovoltaico, oltre agli interventi effettuati sui componenti principali che lo compongono, si sono tenuti in considerazione anche quelli relativi al sistema di comunicazione e monitoraggio.

## 6.1 Gli interventi effettuati

Nel seguente paragrafo vengono mostrati gli interventi effettuati sui sei impianti studiati, mettendo in evidenza il periodo e la causa di guasto, oltre alla risoluzione: in questo modo sarà facilmente individuabile la durata del guasto e la quantità di sopralluoghi effettuati.

### 6.1.1 C1-Torricelle

Sull'impianto C1 sono stati effettuati 6 interventi nel primo anno di osservazione e 3 nel secondo: i due problemi principali riscontrati riguardano gli inverter e il sistema di comunicazione dei dati al portale di controllo. C1-Torricelle è un impianto appartenente alla categoria di quelli con monitoraggio perfettamente funzionante.

Data	Guasto	Intervento
09/01/2017	inverter poco produttore	sostituzione fusibili
18/02/2017	impianto non comunicante	riattivato sistema di comunicazione
26/03/2017	problemi di comunicazione	riattivato sistema di comunicazione
13/04/2017	molti inverter non comunicanti	
28/09/2017	inverter spento	riattivato inverter
12/12/2017	anomalie inverter	
23/04/2018	impianto non comunicante	riattivato sistema di comunicazione
07/06/2018	anomalia inverter che si spegne	
09/09/2018	inverter spento	riattivato inverter

Tabella 1916: Interventi CI Torricelle

Attraverso il numero di guasti riscontrati, il tempo necessario a ripararli e il tempo di operatività dello stesso, è possibile calcolare il tempo medio di guasto del sistema nel suo complesso:

<b>MTTF</b>	973,33	ore
	2,66	mesi
	0,22	anni

Tabella 2017: Tempo medio di guasto CI

Confrontando il valore sperimentale ottenuto e quello reale, si nota che quest'ultimo è quasi doppio rispetto al primo: ciò significa che il numero di guasti effettivamente riscontrato è stato molto minore (quasi la metà) rispetto a quello previsto. Si può calcolare, attraverso la formula precedentemente esposta, il MTTR reale:

<b>MTTR</b>	271,33	
<b>DISPONIBILITA'</b>	78,2	%

Tabella 2118: Tempo medio di riparazione CI

Un valore di MTTR di 332 corrisponde a circa 27 giorni necessari alla riparazione.

## 6.1.2 C2-Solaredge

Sull'impianto Solaredge, nei due anni di riferimento, sono stati effettuati molti interventi: 27 nel 2017 e 18 nel 2018, questo può essere dovuto al fatto che, essendo un impianto con un sistema di monitoraggio molto efficiente e controllato scrupolosamente, ed avendo esso un contratto di manutenzione attivo con l'azienda, non appena si riscontra la problematica si cerca di intervenire immediatamente per risolverla e causare il minor danno possibile. Il problema

che ha maggiormente colpito l'impianto, come si può notare dalla tabella riportante l'elenco degli interventi effettuati in sito, è stato il basso isolamento delle stringhe di produzione: ogni impianto fotovoltaico presenta sia prima del collegamento alla rete che durante il processo di immissione, una differenza di potenziale rispetto alla terra e solo un isolamento adeguato rispetto a quest'ultima impedisce alle correnti provenienti dall'impianto fotovoltaico di riversarsi a terra, escludendo il pericolo e ulteriori perdite, in caso di contatto. La corrente totale di dispersione verso terra è la somma dei valori di dispersione dei singoli componenti dell'impianto: moduli fotovoltaici, cavo CC ed inverter. Secondo le norme EN 61646 e IEC 61215, ogni modulo fotovoltaico con una superficie di 1 m<sup>2</sup> deve presentare una resistenza di isolamento di almeno 40 MΩ.

<b>Data</b>	<b>Guasto</b>	<b>Intervento</b>
03/02/2017	reset interruttore automatico BT	
26/02/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
27/02/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
02/03/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
07/03/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
11/03/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
15/03/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
22/03/2017	-	cambio stringa 1
29/03/2017	-	cambio stringhe 3,6,7,8,13,14
30/03/2017	-	cambio stringhe 3,6,7,8,13,15
12/05/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
18/05/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
30/05/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
31/05/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
02/06/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
10/06/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
13/06/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
07/07/2017	sostituzione cavo DC	
07/11/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
11/11/2017	reset ADSL per comunicazione	
24/11/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
29/11/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
30/11/2017	molte stringhe a basso isolamento	
14/12/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
15/12/2017	stringhe con basso isolamento	reset inverter
16/12/2017	impianto non in produzione	reset interruttore MT
17/12/2017	riparazione inverter 3 e interruttore DC	
05/01/2018	reset interruttore MT causa neve	
19/01/2018	inverter 1 e 3 basso isolamento	
20/01/2018	reset inverter 1	
24/01/2018	chiusura manuale inverter 1	
25/01/2018	cambio interruttore DC inverter 1	
02/02/2018	-	reset interruttore MT
04/02/2018	-	reset interruttore MT
27/02/2018	basso isolamento DC	reset inverter
08/03/2018	basso isolamento DC	reset inverter
20/03/2018	-	reset interruttore MT
17/04/2018	-	reset interruttore MT
16/05/2018	controllo stringa DC del fusibile	
17/11/2018	controllo inverter 1 e 3	
19/11/2018	controllo messa a terra inverter 1 e 3	
21/11/2018	messa a terra inverter 1	
11/12/2018	-	reset interruttore MT
29/12/2018	-	reset interruttore MT
31/12/2018	controllo inverter di stringa 1 e 3	

Tabella 2219: Interventi C2 Solaredge

Attraverso i dati ricavati e le formule precedentemente spiegate, è possibile ricavare il tasso medio reale dell'impianto e il tasso medio di riparazione:

<b>MTTF</b>	194,66	ore
	0,53	mesi
	0,04	anni

*Tabella 2320: Tasso medio di guasto C2*

<b>MTTR</b>	12,26	ore
<b>DISPONIBILITA'</b>	94,07	%

*Tabella 2421: Tasso medio di riparazione C2*

Rispetto ai valori sperimentali ottenuti il MTTF reale è più piccolo, ciò significa che si sono verificati più guasti rispetto a quelli previsti però, essendo un impianto molto ben controllato, il suo MTTR risulta essere basso ovvero i guasti sono riscontrati e risolti in tempi molto brevi, infatti la disponibilità dell'impianto è molto alta nonostante l'alto numero di interventi effettuati.

### 6.1.3 C3-Parchi Fotovoltaici Canavesani

Sull'impianto sito nel Canavesano sono stati effettuati 10 interventi nel 2017 e solo uno nel 2018; come mostra la tabella riassuntiva sottostante, la maggior parte dei guasti riscontrati interessa le stringhe che o hanno smesso di produrre e sono state sostituite, oppure erano danneggiate a causa dei fusibili.

Data	Guasto	Intervento
31/08/2017	stringhe in dispersione	sostituzione fusibili
04/01/2018	4 stringhe non in produzione	sostituzione stringhe
05/01/2018	cavi solari rotti	
16/02/2018	inverter con mancato ingresso stringbox (1/3 di produzione in meno)	
17/02/2018	inverter con mancato ingresso stringbox (1/3 di produzione in meno)	
13/06/2018	100 connettori rotti; 7 stringhe non in produzione	
10/07/2018	fusibili di 4 stringhe bruciati	
11/07/2018	impianto spento	riattivazione impianto
21/07/2018	impianto spento (rottura cella MT)	riattivazione impianto
29/08/2018	danneggiamento cavi MT causa atti vandalici	
30/08/2018	9 stringhe non in produzione; 1 stringa in dispersione	

Tabella 2522: Interventi C3 Parchi fotovoltaici canavesani

La seguente tabella mostra i dati di MTTF ottenuti:

<b>MTTF</b>	796,36	ore
	2,18	mesi
	0,18	anni

Tabella 2623: Tasso medio di guasto C3

Rispetto al valore sperimentale ricavato, il MTTF reale risulta avere un valore numerico più basso quindi il numero di guasti effettivi è stato superiore al valore stimato.

<b>MTTR</b>	28,54	
<b>DISPONIBILITA'</b>	96,54	%

Tabella 2724: Tasso medio di riparazione C3

Anche in questo caso la disponibilità risulta essere molto elevata e ciò si può attribuire al fatto che anche questo impianto appartenga alla categoria di impianti con un monitoraggio perfettamente funzionante.

## 6.1.4 C4-Caorso

Su questo impianto sono stati effettuati 6 interventi nel 2017 e solo 2 nel 2018, tutti riguardanti gli inverter che sono risultati spenti e quindi non in produzione.

Data	Guasto	Intervento
30/01/2017	alcuni inverter spenti	riattivazione inverter
02/04/2017	alcuni inverter spenti	riattivazione inverter
13/04/2017	inverter spento	riattivazione inverter
11/05/2017	alcuni inverter spenti	riattivazione inverter
08/06/2017	inverter spento	riattivazione inverter
15/07/2017	inverter spento	riattivazione inverter
		riattivazione sistema
11/06/2018	impianto non comunicante	comunicazione
09/11/2018	inverter spenti	riattivazione inverter

Tabella 28: Interventi C4 Caorso

L'impianto di Caorso appartiene alla categoria di impianto con un sistema di monitoraggio non perfettamente funzionante e ciò trova riscontro nei valori reali di MTTF e MTTR:

<b>MTTF</b>	1095	ore
	3	mesi
	0,25	anni

Tabella 29: Tempo medio di guasto C4

<b>MTTR</b>	385,5	
<b>DISPONIBILITA'</b>	73,96	%

Tabella 3025: Tasso medio di riparazione C4

Nonostante il valore di MTTF reale sia quasi tre volte più piccolo rispetto a quello teorico, il MTTR di 385 ovvero di circa 32 giorni di riparazione, comporta una disponibilità relativamente bassa. Questo fenomeno può essere spiegato attraverso il concetto di monitoraggio "non perfettamente funzionante": prima che un guasto venga riscontrato è possibile che passi parecchio tempo e ciò comporta un periodo più lungo in cui l'impianto non è nelle sue condizioni ottimali e pertanto perde di disponibilità; inoltre maggiore è il tempo necessario ad individuare una problematica, maggiore è il tempo necessario per risolverla e, in aggiunta,

essendo questo impianto privo di contratto di manutenzione perde la priorità rispetto ad altri impianti e ciò comporta il protrarsi per più tempo del necessario del problema in questione.

## 6.1.5 C5-Castelfidardo

Sull'impianto di Castelfidardo, appartenente alla categoria di impianti con monitoraggio guardato con poca attenzione, sono stati effettuati 6 interventi nel 2017 e neanche uno nel 2018: la maggior parte degli interventi effettuati è servita per risolvere una problematica inerente al sistema di comunicazione.

Data	Guasto	Intervento
26/04/2017	ADSL non funzionante	riattivazione comunicazione
30/04/2017	ADSL non funzionante	riattivazione comunicazione
01/05/2017	ADSL non funzionante	riattivazione comunicazione
02/05/2017	sostituzione parabola	
17/05/2017	controllo inverter	reset cella MT
08/06/2017	-	sostituzione inverter

Tabella 3126: Interventi C5 Castelfidardo

Dai risultati ottenuti ed attraverso le formule precedentemente esplicitate, è possibile ricavare il MTTF dell'impianto: anche in questo caso il valore ottenuto è più piccolo rispetto al valore teorico, quasi la metà, ciò significa che si sono verificati più guasti rispetto a quelli previsti.

<b>MTTF</b>	1460	ore
	4	mesi
	0,33	anni

Tabella 3227: Tasso medio di guasto C5

<b>MTTR</b>	32,83	
<b>DISPONIBILITA'</b>	97,8	%

Tabella 3328: Tasso medio di riparazione C5

La disponibilità risulta essere comunque elevata, nonostante il MTTF sia minore di quello teorico, anche grazie al fatto che il MTTR è relativamente basso.

Nel paragrafo successivo verrà effettuato un confronto dei risultati ottenuti, mettendo in evidenza le eventuali divergenze tra il caso teorico e quello reale, dando spiegazioni in merito.

## 6.2 Grafici riassuntivi e parametri a confronto

Nel seguito verranno mostrati dei grafici riassuntivi in modo da rendere visibili i risultati ottenuti:

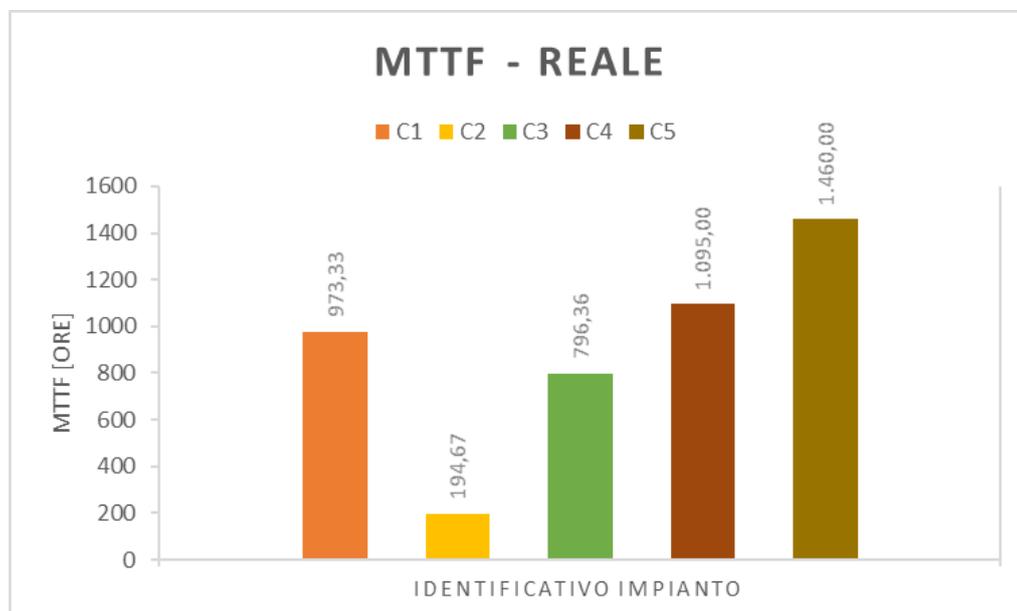


Figura 57: Grafico riassuntivo MTTF impianti

Il grafico riassuntivo del MTTF mette chiaramente in evidenza quanto siano differenti tra loro i valori effettivi dei tempi che intercorrono tra un guasto e l'altro, nei diversi sistemi studiati: si nota subito quanto frequentemente si verificano guasti sull'impianto C2-Droghini, infatti il suo MTTF risulta essere quello con valore più basso; gli altri quattro impianti hanno un tasso medio di guasto dello stesso ordine di grandezza, sebbene C3-Parchi Canavesani veda avvenire più frequentemente guasti rispetto agli altri tre impianti, nonostante la taglia dell'impianto sia pressoché la stessa. L'impianto su cui si verificano meno guasti in assoluto, e quindi quello che presenta un valore più alto di MTTF, è il C5-Castelfidardo. In seguito questo fenomeno verrà analizzato e si capirà il motivo per il quale ciò accade.

Con i risultati ottenuti è possibile calcolare il tasso di guasto reale degli impianti studiati, ricordando che quest'ultimo può essere calcolato come l'inverso del tempo medio di fallimento ed ha come unità di misura [Failure/10<sup>4</sup> h]: la tabella seguente mostra i valori ottenuti che di seguito saranno confrontati con quelli statistici ricavati nel capitolo precedente.

FAILURE RATE	
C1	10,27
C2	51,37
C3	12,56
C4	9,13
C5	6,85

Tabella 294: Failure Rate effettivo degli impianti

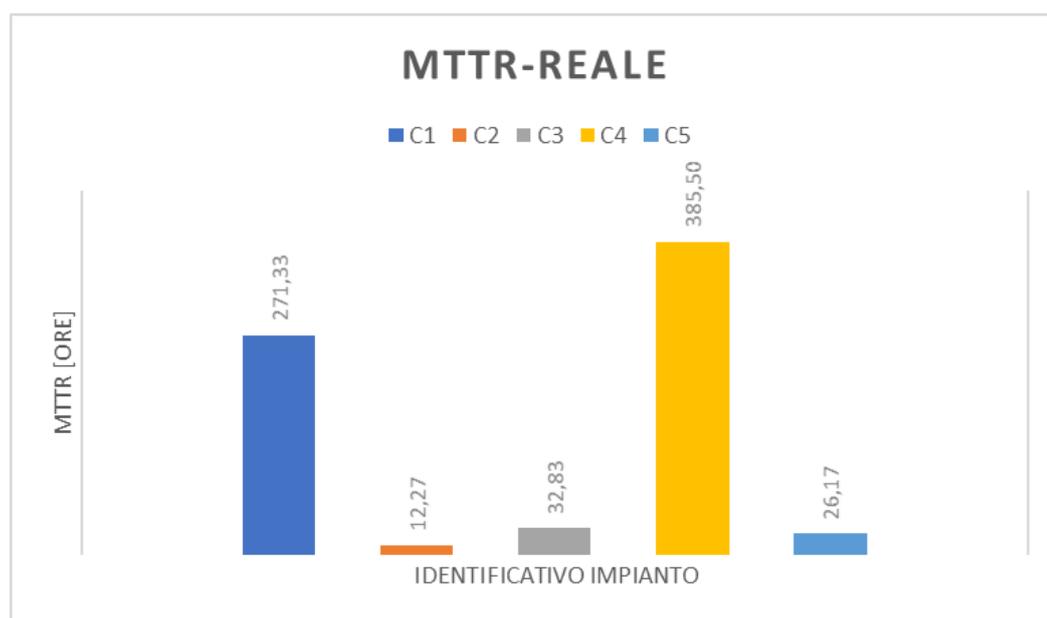


Figura 58: Grafico riassuntivo MTTR impianti

Per quanto riguarda il MTTR, più è elevato il suo valore, meno bene viene riparato l'impianto, ovvero più tempo è necessario, mediamente, per la riparazione del guasto riscontrato: si nota come l'impianto C1-Torricelle e C4-Caorso abbiano un tempo di riparazione molto elevato: ciò si può spiegare considerando il fatto che sono impianti siti nel Centro Italia, quindi meno rapidamente raggiungibili per risolvere la problematica riscontrata, nel momento in cui questa viene rilevata. Ovviamente l'azienda TGE si affianca a persone che, essendo più vicini ai suddetti impianti, possano agire più repentinamente ma ciò vale solo per interventi connessi al sistema di comunicazione e di hardware: per i guasti verificatisi su componenti produttivi dell'impianto, deve essere la TGE stessa ad agire in sito e ciò comporta ovvi ritardi nella risoluzione.

Gli impianti C2, C3 e C5 presentano invece valori di MTTR molto bassi, ciò significa che i guasti riscontrati vengono risolti pressoché nell'immediato o, comunque, che sia necessario

meno tempo per la risoluzione del problema riscontrato: per C3 il MTTR indica che, in media, sono necessari circa tre giorni per ogni intervento (si ricorda ancora che sono state considerate giornate operative di 12 ore, anche dal punto di vista di risoluzione degli imprevisti).

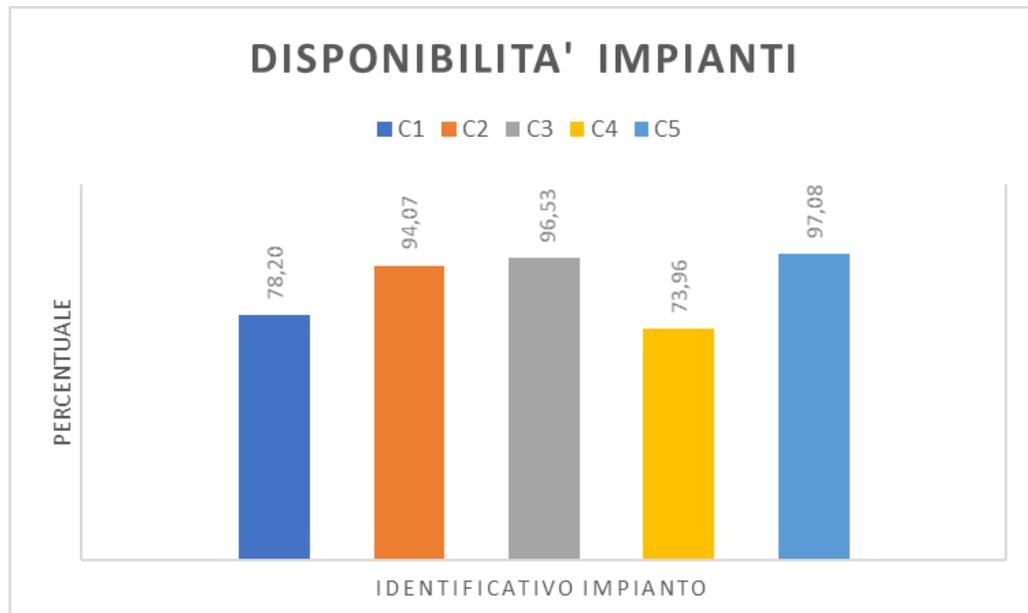


Figura 59: Confronto disponibilità impianti

La figura 57 mostra le differenti disponibilità degli impianti: si nota come i tre impianti che hanno disponibilità più elevata sono gli stessi ad avere un MTTR più basso, come ci si aspettava. Pertanto risulta fondamentale operare nel più breve tempo possibile nella risoluzione del problema riscontrato, al fine di non danneggiare ulteriormente, anche dal punto di vista produttivo, l'impianto nel suo complesso.

### 6.3 Confronto tra i due modelli

Nel seguente paragrafo verrà effettuato il confronto tra i due modelli utilizzati, teorico e reale, in modo da poter verificare se e quanto il modello teorico possa essere utile a stimare la realtà in oggetto. Sicuramente lo studio fatto su cinque impianti non può essere considerato completamente valido al fine statistico, ma è interessante osservare come la realtà si discosti dal modello teorico utilizzato nell'analisi di affidabilità, cercando di interpretare i risultati ottenuti, al fine di comprendere meglio l'effettivo comportamento di un impianto fotovoltaico, dal punto di vista dell'operatività. In questo paragrafo verranno messi a confronto i due modelli analizzati, si trarranno delle conclusioni cercando di attribuire ad ogni risultato ottenuto una spiegazione coerente.

In primo luogo è interessante osservare come vari il tasso medio di guasto da un modello all'altro: la figura seguente confronta i diversi valori ottenuti per il MTTF dei cinque sistemi soggetti allo studio.

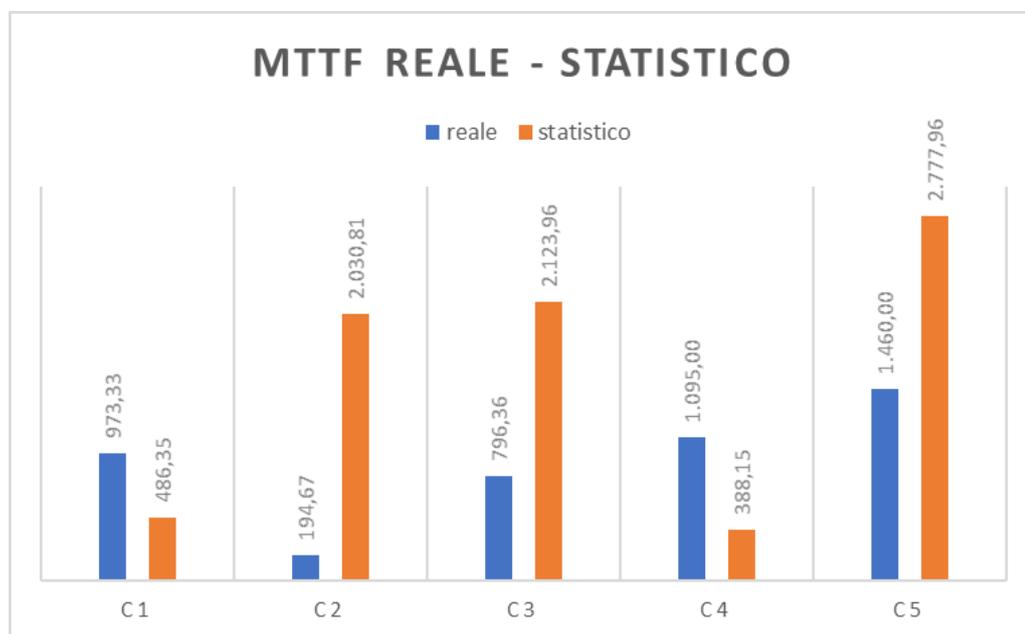


Figura 60: Confronto dati sperimentali e teorici MTTF

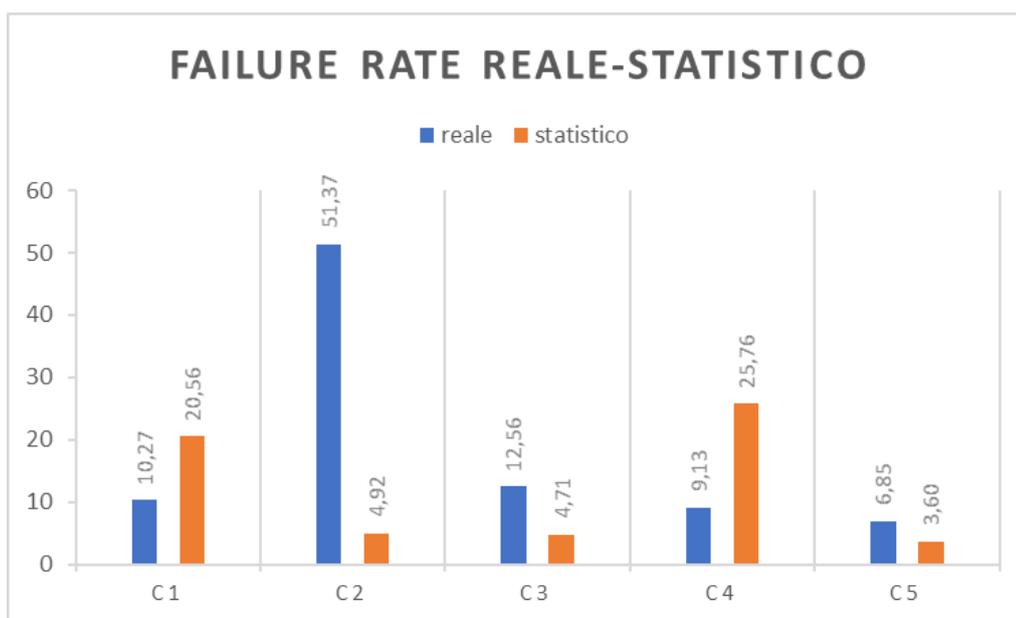
Si può notare come, per tre impianti su cinque, ovvero il C2, C3 e C5 il tempo medio di guasto teorico risulta avere un valore decisamente più elevato rispetto a quello reale ciò significa che su questi impianti si sono verificati più guasti rispetto a quelli previsti. Al contrario per C1 e C4 i valori di MTTF effettivi più elevati di quelli teorici mostrano come i guasti effettivamente verificatisi siano numericamente inferiori rispetto a quelli stimati. Gli impianti C1 e C4 sono quelli che vedono installati il maggior numero di inverter (e quindi di interruttori), rispettivamente 56 e 70; dall'analisi statistica ci si aspettava un elevato numero di guasti, correlato al fatto che maggiore è il numero di componenti, più alta è la probabilità che si verifichi un malfunzionamento su uno di questi, nella realtà dei fatti invece sembra che un sistema costituito da un maggior numero di elementi capaci di rispondere alla stessa domanda, reagisca meglio. Gli impianti C2, C3 e C5 presentano un ridotto numero di inverter installati, precisamente 3, e statisticamente i guasti dovrebbero avvenire in modo più diradato nel tempo; dall'analisi effettuata si nota come questa relazione non sia esatta.

I sistemi C1 e C4 sono quelli che hanno effettivamente un MTTF molto più elevato rispetto a quello teorico, a differenza dei rimanenti sistemi in esame: i guasti effettivamente riscontrati sono inferiori rispetto a quelli stimati ma nonostante ciò, si ha un riscontro negativo per quanto riguarda la disponibilità degli stessi. C1 e C4 sono i sistemi che presentano un valore di

disponibilità complessivamente più basso rispetto agli altri impianti, e ciò è inversamente proporzionale al valore di MTTR reale, come mostrato nella *figura 56*.

Ciò significa che maggiore è il tempo che ci si impiega per risolvere un guasto riscontrato sull'impianto, maggiore è la perdita in termini energetici, nonostante il numero di componenti atti alla produzione (inverter, in questo caso) siano in quantità maggiore: gli impianti appena citati sono quelli che presentano un maggior numero di inverter installati, perciò a parità di potenza nominale dell'impianto, un guasto che interferisca sulla produzione di uno di questi, influisce in modo minore sulla produzione complessiva. È anche vero, però, che avere una grande quantità di elementi su un sistema, aumenta la probabilità dello stesso di essere colpito da malfunzionamento. In tal senso si nota come prevalga il tempo di riparazione rispetto alla quantità di elementi produttivi, sulla efficienza energetica dell'impianto.

La seguente figura mostra i diversi valori del tasso di guasto per i rispettivi impianti:



*Figura 61: Confronto Failure Rate reale-statistico degli impianti*

Un elemento importante da valutare nell'analisi di affidabilità è proprio il tasso di guasto di ogni sistema studiato: la *figura 61* mostra la differenza riscontrata tra il tasso di guasto valutato analiticamente e quello effettivo. Nella realtà gli impianti C1 e C4, che sono quelli che presentano un maggior numero di inverter installati, risultano avere un valore di Failure Rate inferiore rispetto a quello valutato teoricamente: a differenza di quanto ci si aspetterebbe dalla valutazione analitica, l'elevata quantità di elementi atti al medesimo scopo (in questo caso ci si riferisce agli inverter che hanno lo scopo di produrre energia elettrica) non aumenta la

probabilità di guasto degli stessi, bensì permette di modulare meglio la produzione effettiva del sistema nel suo complesso. C2, C3 e C5, impianti che presentano solo tre inverter installati, hanno un tasso di guasto superiore rispetto a quello teoricamente calcolato: ci si sofferma sulla quantità degli inverter presenti in ogni sistema perché questi sono gli elementi che rendono differente la configurazione di un impianto e l'altro, a differenza degli altri componenti, ad esempio i moduli fotovoltaici, che sono in quantità molto simile.

Un fattore che va affiancato al confronto del tasso di guasto è il tipo di contratto di manutenzione e monitoraggio attivo sull'impianto: è prontamente evidente la netta differenza tra il tasso di guasto reale e statistico dell'impianto C2 su cui è presente un tipo di monitoraggio perfetto. Nonostante, infatti, i guasti verificatisi su questo sistema siano stati molti di più rispetto a quelli stimati e cioè verificati con una frequenza maggiore, il fatto di avere un monitoraggio perfetto che quindi abbia permesso di rilevare rapidamente il problema e risolverlo in tempi molto brevi, fa sì che il valore di MTTR sia molto basso e di conseguenza la disponibilità di tale impianto risulti molto elevata. Al contrario per l'impianto C4 che presenta un tasso di guasto reale più basso rispetto a quello statistico, e un MTTF più elevato per cui il numero di guasti effettivi risulta essere inferiore a quello stimato, presenta una disponibilità complessiva relativamente bassa: ciò si può spiegare con il fatto che questo impianto presenta un monitoraggio poco efficiente e non perfettamente funzionante che riduce la tempestività nel riscontrare e risolvere il problema. Il sistema C1 presenta un tasso di guasto reale più elevato rispetto a quello teorico e di conseguenza un valore di disponibilità relativamente basso se confrontato con quello degli altri impianti studiati: tale fenomeno risulta essere strano se si pensa che su questo impianto è attivo un sistema di monitoraggio perfettamente funzionante.

Il presente studio ha permesso di analizzare quali siano i guasti più frequenti su un impianto fotovoltaico, ovvero quali siano le cause principali nell'interruzione o calo di produzione: quasi sempre il guasto interessa i fusibili che, essendo un elemento molto sensibile alla differenza di temperatura e alle condizioni di umidità presenti, è facilmente danneggiabile ma allo stesso tempo è fondamentale che garantisca la sua funzionalità protettiva. Anche l'interfaccia di rete è frequentemente oggetto a guasti così come l'inverter che, essendo l'unità fondamentale di conversione, è sottoposto a tensioni e correnti variabili ed, essendo solitamente posizionato in cabine chiuse, risente dell'incremento della temperatura che comporta il malfunzionamento finale. A dispetto di quanto si possa immaginare, i pannelli fotovoltaici non sono così

frequentemente danneggiati o per lo meno, prima che il danno sul modulo sia tale da compromettere la produzione, deve avvenire un evento significativo quale, ad esempio, agente atmosferico, hot spot o caduta di gravi. Ulteriore fenomeno capace di interrompere la produzione energetica è il mancato funzionamento degli interruttori AC: anche se ciò non è un vero e proprio guasto dell'elemento, perché solitamente si verifica a causa di cali di tensione, comporta un fallimento totale del sistema dal punto di vista dell'analisi effettuata.

Di seguito il grafico mostra quanto incida il guasto di ogni elemento, sul sistema finale nel suo complesso.

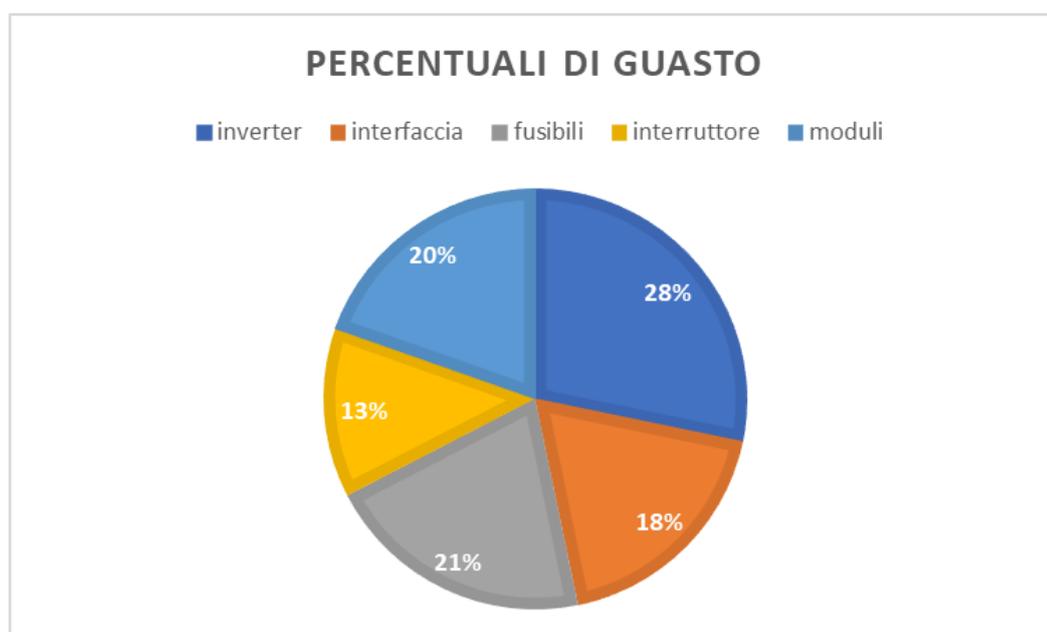


Figura 62: Percentuale di guasti avvenuti sugli impianti esaminati

## 6.4 Analisi energetica

Lo scopo di un impianto fotovoltaico è quello di produrre energia elettrica pulita, al fine di ridurre le emissioni in atmosfera ed ammortizzare i costi in bolletta per l'utente, pertanto è interessante vedere come incidano i guasti riscontrati sulla produzione complessiva. Ogni impianto fotovoltaico, a parità di potenza nominale installata, ha un'efficienza maggiore quanto più alta è la produzione energetica nell'arco della vita utile dello stesso; ciò è influenzato anche dalla località in cui è installato l'impianto, ma per i sistemi presi in esame si può considerare un'unica ubicazione in quanto la differenza di irraggiamento nelle diverse località non è tale da influire sostanzialmente.

Attraverso il sistema di monitoraggio utilizzato dalla TGE S.r.l., sarà possibile valutare quanta energia è stata persa, nei due anni presi in considerazione, dai sistemi analizzati, a causa dei guasti riscontrati. È ovvio che l'incidenza del guasto dipende, non solo dal tempo impiegato per riscontrarlo e quello per risolverlo, bensì anche dal periodo solare in cui è avvenuto: lo stesso tipo di guasto avrà un'influenza diversa sulla produttività a seconda che si verifichi nel periodo invernale o nel periodo estivo. È risaputo che durante i mesi centrali dell'anno, in Italia, l'irraggiamento sia più elevato rispetto a quelli invernali, pertanto è bene che l'impianto fotovoltaico sia performante prevalentemente in estate piuttosto che in inverno; per questo motivo l'azienda opera le manutenzioni ordinarie sugli impianti in due periodi definiti: marzo-aprile per far sì che il sistema sia in ottime condizioni per l'estate, ed a ottobre-novembre per assicurarsi che le alte temperature dei mesi caldi non abbiano danneggiato componenti dell'impianto che potrebbero risentire delle stesse.

Il sistema di monitoraggio utilizzato è attivo 24 ore su 24 su ogni impianto, aggiorna i dati ogni 15-20 minuti ed è a livello di inverter, pertanto è facile stimare l'energia che si è persa durante un guasto, in relazione a quanta se ne sarebbe prodotta se il guasto non fosse avvenuto. Siccome sugli impianti esaminati, su ogni inverter o su ogni raggruppamento simile (stesso numero di stringhe) è attivo il dispositivo di comunicazione dei dati di produzione a portale remoto, un calo di produzione o mancanza della stessa è facilmente riscontrabile anche se, a prima vista, non si riesce ad identificare la causa del guasto: inverter, fusibili o pannelli, per questo necessita un'analisi più approfondita, come si è visto nel capitolo 3. Al fine di valutare l'energia persa, però, non è tanto importante capire da cosa è stata scaturita tale mancanza, bensì quanto impatto ha avuto sulla produzione energetica complessiva; a tal proposito l'energia persa sarà valutata attraverso il sistema di monitoraggio, quantificando quanta energia non è stata prodotta e per quanto è perdurato il disservizio sull'impianto esaminato. L'energia totale sarà valutata solo nei due anni presi come campione e, attraverso la seguente formula, sarà possibile stimare l'energia persa per ogni impianto, a causa dei guasti riscontrati:

$$E_{persa} = E_{con\ inverter\ in\ produzione} - E_{con\ inverter\ guasto}$$

Di seguito la *tabella 35* mostra quanta energia è stata effettivamente persa da ogni impianto, a causa della mancata produzione di uno o più inverter, nei due anni campionati:

IMPIANTO	En. Persa [kWh]	En. Prodotta[kWh]	En. Producibile [kWh]	% Persa
C1	34780	1741456	1776236	1,96
C2	46350	2672585	2718935	1,70
C3	85370	2995493	3080863	2,77
C4	42370	2348055	2390425	1,77
C5	45270	1835163	1880433	2,41

*Tabella 35: Perdita energetica degli impianti*

Tenendo in considerazione quanto viene retribuita da parte del GSE, Gestore dei Servizi Energetici, l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, si può approssimativamente stimare la perdita economica relativa ai suddetti impianti. La tabella seguente riassume, in termini economici, la perdita che ha interessato ogni impianto produttivo, nel periodo tenuto in considerazione.

costo en	perdita en [kWh]	perdita economica [€]
0,331	34780	11512,18
0,331	46350	15341,85
0,331	85370	28257,47
0,331	42370	14024,47
0,331	45270	14984,37

*Tabella 36: perdita economica degli impianti*

Dalla *tabella 35* si nota che i tre impianti che hanno subito maggiore perdita energetica percentuale sono C3 e C5: per quanto riguarda l'impianto C5, Castelfidardo, la perdita energetica può essere associata al cattivo sistema di monitoraggio che, essendo poco controllato, non ha permesso di rilevare in tempi rapidi il danno e risolvere la problematica. C3 invece, pur avendo un ottimo sistema di monitoraggio, è composto solo da 3 inverter, pertanto un blocco di produzione legato anche ad uno solo di questi, riduce di 1/3 la produzione complessiva: in questo caso è fondamentale intervenire in tempi brevi per evitare congruenti perdite energetiche.

Per concludere si può affermare che, ai fini dell'analisi energetica, la quantità di inverter installati su un impianto fotovoltaico gioca un ruolo fondamentale: maggiore è il numero di inverter di stringa presente, minore è la perdita energetica complessiva associata, in caso di guasto o anomalia.

## Capitolo 7

### Conclusioni

Lo studio effettuato ha lo scopo di dimostrare quanta importanza abbia il monitoraggio di un impianto fotovoltaico nel corso della sua vita utile, al fine di aumentare la disponibilità dell'impianto stesso e, di conseguenza, la produzione energetica ed il ricavo economico associato. Molto spesso il monitoraggio in questo tipo di sistemi viene considerato di secondaria importanza e trascurato, mentre con l'analisi effettuata si è evidenziato il contrario. Si precisa che lo studio svolto è solo l'inizio di una più approfondita ed accurata analisi che andrebbe fatta nel settore, al fine di poter fornire un servizio migliore, ma i risultati ottenuti sembrano essere molto interessanti.

In primo luogo va evidenziata la differenza che intercorre tra i valori ottenuti da un'analisi prettamente teorica a quelli ottenuti dalla stessa analisi effettuata in maniera sperimentale utilizzando dati reali. Rispetto all'analisi teorica gli impianti che risultano avere un MTTF più elevato, ovvero un numero di guasti meno frequente, sono C2, C3 e C5 tutti con inverter centralizzati: dal punto di vista analitico è molto importante la quantità di elementi che compone un sistema. Avendo questi tre impianti pochi inverter installati, la probabilità che si verifichi un guasto su di essi risulta essere minore rispetto alla stessa valutata su impianti con molti convertitori. Analizzando i valori sperimentali ottenuti, si vede come gli stessi tre impianti siano quelli che presentano un valore di MTTF reale molto più piccolo rispetto a quello teorico: i guasti effettivamente riscontrati sono in quantità maggiore rispetto a quelli previsti. Dal punto di vista della disponibilità, il fatto di avere meno inverter fa sì che il guasto sia più velocemente riparabile e quindi la disponibilità risulta essere comunque elevata.

Per quanto riguarda i due impianti con inverter di stringa, C1 e C4, per i quali il valore di MTTF reale risulta essere più elevato rispetto al valore calcolato analiticamente, significa che si sono verificati meno guasti di quelli previsti. Al contrario di ciò che ci si può aspettare, un maggior numero di elementi non implica una maggior probabilità di guasto degli stessi. Ciò che, però, risente della presenza dei tanti inverter, è la disponibilità dell'impianto: C1 e C4 sono gli impianti che presentano una disponibilità più bassa, legata al valore elevato di MTTR, ovvero del tempo necessario a riparare i guasti riscontrati. A questo punto verrebbe da dire che maggiore è il numero di inverter presenti, più elevata è la probabilità di guasto degli stessi; in realtà ciò viene smentito dal valore di Failure Rate ottenuto. C1 e C4 sono gli impianti con un tasso di guasto reale minore rispetto a quello calcolato analiticamente, il che significa che avere a disposizione un maggior numero di elementi legati alla produzione energetica, ne permette la modulazione e riduce l'incidenza del guasto sulla produzione stessa.

Valutando i sistemi dal punto di vista del monitoraggio, i risultati ottenuti possono essere interpretati diversamente: si ricorda che C1, C2 e C3 sono gli impianti che presentano un sistema di monitoraggio perfetto; C4 ha un monitoraggio poco controllato; C5 ha un monitoraggio poco efficiente.

Gli impianti C2 e C3 hanno riscontrato un numero di guasti maggiore rispetto a quelli previsti ma, avendo un sistema di monitoraggio efficiente e ben controllato, è stato possibile intervenire in tempi brevi, infatti il valore di MTTR risulta essere basso con conseguente disponibilità elevata. Al contrario l'impianto C4, pur avendo riscontrato meno guasti di quelli previsti, ha una disponibilità bassa perché, avendo un sistema di monitoraggio poco efficiente e controllato, non è stato possibile riscontrare immediatamente il problema ed agire in tempi brevi per risolverlo.

Confrontando i valori relativi agli impianti C1 e C5, ciò che si evidenzia è che, a fronte di un buon sistema di monitoraggio, la quantità di elementi componenti il parco fotovoltaico gioca un ruolo fondamentale: C1, pur avendo un sistema di monitoraggio efficiente, cosa che si riscontra in un valore di MTTF reale maggiore rispetto a quello analitico, presenta un basso valore di disponibilità dovuto all'elevata quantità di inverter in campo. Viceversa C5, pur non avendo un sistema di monitoraggio molto controllato, il fatto di avere installati solo tre inverter, fa salire il valore della disponibilità nel complesso, pur avendo un MTTF reale più basso rispetto a quello analitico, che conferma il fatto che il numero di guasti previsto teoricamente è sottostimato. Fondamentale è il fatto che l'impianto C1, avendo un sistema di monitoraggio attivo, presenta un valore di MTTR minore rispetto a C5: il tempo necessario per individuare e risolvere la problematica riscontrata, si riduce proprio grazie al sistema di monitoraggio da remoto.

Si può concludere affermando che il servizio di monitoraggio su impianti fotovoltaici di grande taglia è fondamentale per garantirne il buon funzionamento ed evitare di incorrere in guasti o tempistiche di risoluzione troppo lunghe. Inoltre un campo fotovoltaico con tanti inverter di stringa permette la modulazione dell'energia prodotta che, quindi, viene meno intaccata da un guasto su un singolo inverter.

Il presente studio è stato svolto in piccola scala, prendendo in considerazione solo 5 degli oltre 150 impianti monitorati dall'azienda TGE S.r.l., ed ha il solo scopo di essere il punto di partenza per un eventuale studio più approfondito e dettagliato nell'ambito della progettazione, gestione e manutenzione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica nazionale.

## Riferimenti

- [1] U. d. Padova. [Online]. Available: <https://ilbolive.unipd.it>.
- [2] E. S. Power, «Global Market outlook for solar power 2018-2022».
- [3] qualenergia.it. [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it>.
- [4] Sorgenia. [Online]. Available: <https://www.sorgenia.it>.
- [5] Gse, «quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE,» [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Progress%20Report%20Rinnovabili%20Italia%202017.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Progress%20Report%20Rinnovabili%20Italia%202017.pdf).
- [6] U. c. center, «Global Trends in Renewable Energy Investment Report 20».
- [7] Eni. [Online]. Available: <http://www.eniscuola.net>.
- [8] P. d. Milano, «Renewable Energy Report».
- [9] Terna.
- [10] A. T. e. urbanistica, «Sistemi Solari Fotovoltaici,» Maggioli Editore, 2013.
- [11] f. n. italia. [Online]. Available: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/mondo-fotovoltaico/il-funzionamento-dell-impianto-fotovoltaico>.
- [12] F. Spertino, *Power Generation from Renewable Sources*.
- [13] S. Ingegneria. [Online]. Available: <http://www.st-ingegneria.com>.
- [14] Sma. [Online]. Available: <https://www.sma-italia.com>.
- [15] wikipedia, «FTA,» [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Fault\\_tree\\_analysis](https://en.wikipedia.org/wiki/Fault_tree_analysis).
- [16] A. Carpignano, «Risk Analysis,» Politecnico di Torino , Torino, 2017/2018.
- [17] C. e. Associati, «FTA: Fault Tree Analysis».
- [18] c. energia, «inverter di stringa e centralizzati,» [Online]. Available: <http://www.consulente-energia.com/sv-inverter-di-stringa-inverter-centralizzati-potenza-1-2-5-10-50-100-250-500-kw-differenze-vendita-installazione-sma-fronius-aurora-power-one-kaco.html>.
- [19] «MIL-HDBK-217F».



