

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Analisi comparata delle performance di impianti fotovoltaici

Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidata

Lucia Manigrasso

A.A. 2018 - 2019

Sommario

La domanda di energia globale è destinata ad aumentare del 25% entro il 2040. Nei mercati dell'energia, le fonti rinnovabili sono diventate la tecnologia preferita e costituiranno, nel 2040, quasi due terzi della capacità installata grazie alla riduzione dei costi e alle politiche di sostegno. Il fotovoltaico avrà un ruolo sempre più importante nel mix energetico mondiale. In Italia, già oggi, la tecnologia fotovoltaica ha un'elevata penetrazione nella rete nazionale. Risulta quindi necessario, sia per motivi economici che per motivi energetici e di sicurezza delle infrastrutture, assicurare un corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici *grid-connected*. Il tema dell'affidabilità e della disponibilità di grandi sistemi fotovoltaici, e dei singoli componenti elettrici ed elettronici che li costituiscono, è il fulcro di questo studio. In letteratura, gli studi sulle performance dei sistemi fotovoltaici risultano essere molto limitati. Lo scopo di questo lavoro è quello di confrontare i modelli e dati teorici con la campagna sperimentale condotta su un Portfolio di 10 MW condotta in collaborazione con Vector Cuatro Group, una società di Falck Renewables S.p.A., operante a livello mondiale nel settore delle energie rinnovabili e tra i leader globali nella gestione e consulenza tecnica nel settore. A tal fine, si sono raccolti i dati disponibili in letteratura riguardanti l'analisi dei guasti e si sono confrontati con i valori sperimentali analizzati in questo lavoro per comprendere quanto il modello teorico semplificato sia esaustivo nel valutare l'affidabilità e la disponibilità di un impianto reale. A livello sperimentale i valori dei tassi di guasto e i tempi medi di riparazione sono stati confrontati ulteriormente con quelli di altri due impianti, di simile conformazione, per valutare eventuali discrepanze rilevanti. Verrà svolta infine, un'analisi sulle perdite di energia causate dai guasti, al fine di evidenziare la causa della registrata riduzione delle performance del Portfolio e valutare possibili soluzioni ingegneristiche e future analisi.

Indice

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Introduzione..... | 6 |
| 1.1 | Scenario energetico globale | 8 |
| 1.2 | Scenario energetico italiano..... | 12 |
| 1.2.1 | Energia prodotta | 13 |
| 1.2.2 | Potenza installata | 14 |
| 1.3 | Future tendenze del mercato fotovoltaico..... | 16 |
| 1.3.1 | Terza e quarta generazione di moduli fotovoltaici | 17 |
| 1.3.2 | Inverter con tensione massima di 1500V | 20 |
| 1.3.3 | Impianti fotovoltaici dotati di accumulo | 21 |
| 1.3.5 | Il solare fotovoltaico digitalizzato per una migliore gestione | 23 |
| 1.3.6 | Technical advisory and Performance analysis..... | 24 |
| 2. | Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici..... | 28 |
| 2.1 | Affidabilità: definizioni dei concetti principali | 28 |
| 2.1.1 | Reliability (Affidabilità)..... | 29 |
| 2.1.2 | Avaiability (Disponibilità)..... | 30 |
| 2.1.3 | Maintainability (Manutenibilità) | 31 |
| 2.1.4 | Failure rate (Tasso di guasto) | 31 |
| 2.1.5 | Repair rate (Tasso di riparazione) | 33 |
| 2.1.6 | Mean Time to Failure (Tempo Medio di Guasto) | 34 |
| 2.1.7 | Mean Time to Repair (Tempo Medio di Riparazione)..... | 34 |
| 2.1.8 | Mean Time Between Failures (Tempo Medio tra i Guasti)..... | 35 |
| 2.2 | Analisi albero di guasto | 35 |
| 2.2.1 | Definizioni | 36 |
| 2.2.2 | Metodologia..... | 37 |
| 3. | Analisi di affidabilità e disponibilità (Applicazione modello teorico)..... | 41 |
| 3.1 | Schema impianto fotovoltaico | 42 |
| 3.1.1 | Campo fotovoltaico | 44 |
| 3.1.2 | Connettori fotovoltaici..... | 45 |
| 3.1.3 | Tracker o sistemi di inseguimento solare | 46 |
| 3.1.4 | Quadro di campo | 47 |
| 3.1.5 | Scaricatori di sovratensione..... | 49 |
| 3.1.6 | Inverter..... | 50 |
| 3.1.7 | Interruttore automatico AC..... | 51 |
| 3.1.8 | Interfaccia di rete | 51 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 3.1.9 | Interruttore generale AC | 52 |
| 3.1.10 | Contatore | 53 |
| 3.2 | Conteggio componenti | 54 |
| 3.3 | Tasso di guasto..... | 55 |
| 3.3.2 | Tasso di guasto dei moduli fotovoltaici..... | 55 |
| 3.3.3 | Tasso di guasto dei connettori | 56 |
| 3.3.4 | Tasso di guasto degli interruttori automatici AC..... | 57 |
| 3.3.5 | Tasso di guasto dei sezionatori AC | 58 |
| 3.3.6 | Tasso di guasto degli Inverter..... | 59 |
| 3.3.7 | Tasso di guasto dei tracker | 59 |
| 3.3.8 | Tabella riassuntiva dei tassi di guasto dei componenti..... | 60 |
| 3.4 | Implementazione dell'Analisi dell'Albero dei guasti..... | 60 |
| 3.4.2 | Definizione del "Top Event" | 60 |
| 3.4.3 | Performance Ratio | 61 |
| 3.4.4 | Schema logico | 63 |
| 3.4.5 | Assunzioni | 64 |
| 3.4.6 | Calcolo del Minimal Cut Set | 64 |
| 3.5 | Calcolo dell'affidabilità | 66 |
| 3.5.2 | Affidabilità dei singoli componenti..... | 66 |
| 3.5.3 | Affidabilità del sistema..... | 74 |
| 3.5.4 | Tasso di guasto del sistema | 75 |
| 3.6 | Calcolo disponibilità | 78 |
| 3.6.2 | Tasso di riparazione dei moduli fotovoltaici | 78 |
| 3.6.3 | Tasso di riparazione dei connettori..... | 79 |
| 3.6.4 | Tasso di riparazione degli interruttori AC e dei sezionatori AC | 79 |
| 3.6.5 | Tasso di riparazione degli inverter | 79 |
| 3.6.6 | Disponibilità dei tracker | 80 |
| 3.6.7 | Tabella riassuntiva dei MTTF ricavati dai tassi di intervento | 81 |
| 3.6.8 | Calcolo disponibilità dei componenti | 81 |
| 3.6.9 | Disponibilità del sistema | 85 |
| 4. | Analisi di affidabilità e disponibilità (Analisi Sperimentale)..... | 86 |
| 4.1 | Confronto dei dati teorici coi dati sperimentali | 87 |
| 4.1.1 | Tasso di guasto dei componenti | 88 |
| 4.1.2 | Tasso di guasto del sistema | 92 |
| 4.1.3 | Tempo medio di riparazione dei componenti | 94 |
| 4.1.4 | Disponibilità dei componenti e del sistema..... | 98 |
| 4.1.5 | Incomunicabilità del sistema | 100 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.1.6 | Confronto sperimentale con due Portafogli di simile configurazione..... | 101 |
| 4.2 | Calcolo e analisi delle perdite energetiche..... | 106 |
| 4.2.1 | Classificazione dei guasti per l'analisi energetica..... | 107 |
| 4.2.2 | Classificazione in funzione della tipologia di modulo FV | 110 |
| 4.2.3 | Tabella riassuntiva delle macrocategorie di guasti..... | 111 |
| 4.2.4 | Risultati dell'analisi energetica | 111 |
| 4.2.5 | Analisi sul Performance Ratio (PR) | 126 |
| 4.2.6 | Conclusioni dell'analisi energetica..... | 127 |
| 5. | Conclusioni e future ricerche..... | 128 |

1 Introduzione

Ad oggi il tema della sostenibilità ambientale è oggetto di discussioni ed indignazioni che dal mondo scientifico hanno raggiunto le pagine dei social media.

Il primo a parlarne fu lo scienziato svedese Svante Arrhenius nel 1896. Durante una sua pubblicazione ammonì la comunità scientifica della possibilità che l'uomo, bruciando il carbone in smisurate quantità, avrebbe potuto causare un innalzamento della temperatura media terrestre con conseguente impatto sull'equilibrio dell'ecosistema. Le ricerche scientifiche dell'epoca avevano dimostrato che l'ossido di carbonio, prodotto dalla reazione chimica di combustione, contribuisce in elevate concentrazioni ad aumentare l'effetto serra. Tuttavia, molti scienziati e politici non potevano credere che l'attività umana potesse in qualche modo influenzare il grande ciclo climatico terrestre nonostante le evidenze scientifiche.

Il sistema climatico è un equilibrio precario, influenzato da molteplici parametri. Esso è condizionato da fattori naturali come ad esempio eruzioni vulcaniche, irradiazioni solari, il ciclo del carbonio, altitudine, albedo etc. Negli ultimi 170 anni, dalla prima rivoluzione industriale, il sistema è messo alla prova anche dall'azione antropica che, in maniera diretta e indiretta influenza il suo divenire.

Nel 1960 lo scienziato Charles Keeling dimostrò con innovativi strumenti di misura un aumento annuo della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera, imputata all'industrializzazione e al progresso. [1] Negli anni 70' del novecento, l'attenzione all'ambiente crebbe e i riflettori vennero puntati anche su altre sostanze immesse in atmosfera come il particolato. Gli allarmismi erano divisi tra il timore di un surriscaldamento globale con conseguente scioglimento dei ghiacciai, innalzamento del livello delle acque, inondamenti di città costiere, e dall'altra parte, il timore di una prossima era glaciale causata da una riduzione della radiazione solare bloccata in atmosfera delle polveri dello smog. Nel 1985, durante una conferenza tenutasi in Australia tra gli esperti climatici di 29 nazioni, vennero imposte restrizioni all'utilizzo di sostanze come il metano o il cloro fluoruro di carbonio, dopo che ne fu dimostrata l'influenza negativa sullo strato di ozono.

Le gravi conseguenze del forcing antropico sul clima globale vennero ripetute durante i più famosi incontri tra le potenze, le quali si impegnarono a cooperare per ridurre le emissioni in

atmosfera. Si ricordano nel 1992 l'incontro dei leader mondiali a Rio de Janeiro, nel 1997 la Conferenza delle Parti a Kyoto e nel 2015 gli Accordi di Parigi.

Ad oggi la concentrazione di CO₂ in atmosfera ha raggiunto 412 ppm (parti per milione) e l'innalzamento della temperatura media terrestre è stimato a +0,82°C rispetto al 1880 [2]. Nell'ultimo rapporto speciale dell'IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change fondato nel 1988, è stata espressa la necessità di dimezzare le emissioni di gas serra, in particolare la CO₂, entro il 2030 e abatterle del tutto entro il 2050 per mantenere il riscaldamento globale entro la soglia cruciale di +1,5°C. Le conseguenze saranno alterazione delle precipitazioni, dilagante siccità, innalzamento del livello del mare, distruzione di ecosistemi, scomparsa di biodiversità e flussi migratori dovuti a cause ambientali. [3] Tuttavia, come evidenziato nel rapporto dell'UNEP (Programma delle nazioni unite per l'Ambiente), le azioni che hanno intrapreso i governi contro al cambiamento climatico porteranno a un aumento delle temperature medie a circa +3°C rispetto i livelli preindustriali. [4]

“Guardate fuori dalla finestra. Immaginate che siano sparite tre quarti delle specie viventi che vedete e chiedetevi se volete vivere in un mondo così” (Anthony Barnosky, 2011)

Per contrastare il trend attuale è necessario [3] ridurre le emissioni globali di biossido di carbonio in modo da arrivare nel 2030 a produrre il 45% di quelle prodotte nel 2010. Per farlo sarà fondamentale produrre l'85% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2050 e introdurre nuovi sistemi per sottrarre anidride carbonica dall'atmosfera. [5;6]

Gli investimenti richiesti sono stimati pari a circa duemila miliardi di euro tra il 2016 e il 2035. Un capitale equivalente al fatturato delle prime cinque aziende mondiali del settore *Oil&Gas* (Sinopec, China National Petroleum, State Grid, Saudi Aramco, BP ed ExxonMobile) [7].

Le centrali di produzione di energia da fotovoltaico sembrano essere un'ottima soluzione e alternativa ai tradizionali combustibili fossili. Secondo [8] tra tutte le energie “verdi”, il futuro del fotovoltaico sembra essere radioso grazie ai prezzi in continua decrescita. Le uniche eccezioni negative come la produzione giornaliera concentrata solo durante le ore di luce, la richiesta significativa di suolo o la necessità in fase di produzione delle celle PV di materiali rari saranno a breve superate. Le previsioni di mercato ci promettono sistemi di accumulo a

prezzi più convenienti rispetto quelli odierni [9] e la ricerca spinge verso soluzioni fotovoltaiche che sfruttino le facciate degli edifici [10; 11] e implementino nuove tecnologie che non contribuiscano all'esaurimento delle risorse [12].

1.1 Scenario energetico globale

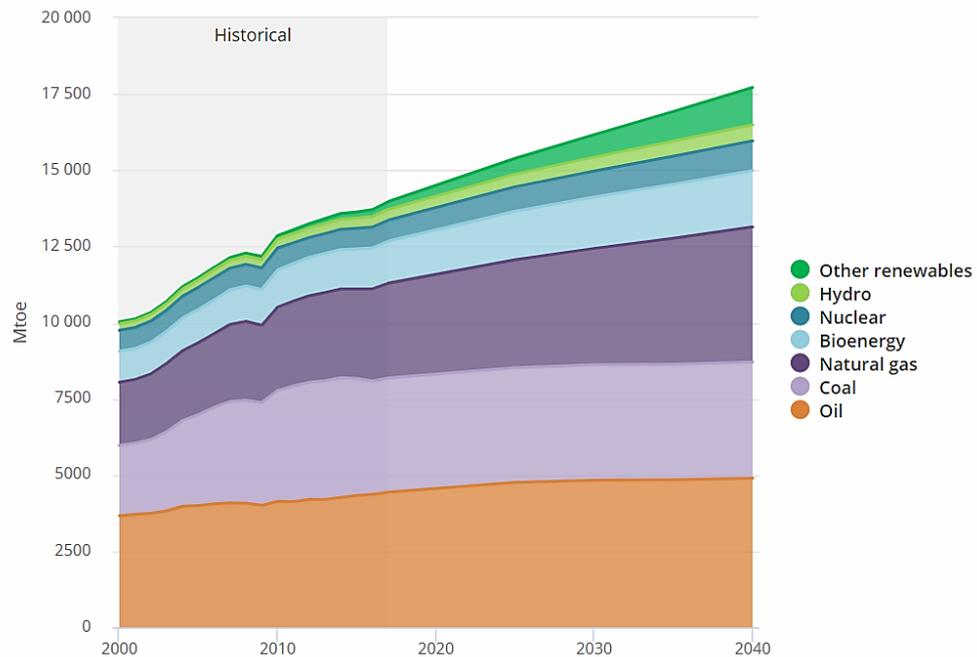


Figura 1 Domanda energetica primaria mondiale espressa in Mtoe [13]

La domanda di energia globale è destinata ad aumentare del 25% per il 2040. Nei mercati dell'energia, le fonti rinnovabili sono diventate la tecnologia preferita e costituiranno nel 2040, quasi i due terzi della capacità installata grazie alla riduzione dei costi e alle politiche di sostegno del governo. Di fatto i piani nazionali sono stati fondamentali per la diffusione del fotovoltaico; si ricorda l'*Energiewende* in Germania, il progetto *Million Solar Roofs* negli Stati Uniti e il piano quinquennale cinese per la produzione di energia nel 2011. Rispettivamente i precedenti Paesi hanno raggiunto a fine 2017, una capacità di 43 GW, 50 GW e 100 GW di sistemi fotovoltaici installati sul suolo nazionale. Si prevede che circa il 60% delle future installazioni avranno luogo in Cina, nell'Unione Europea, in India e negli Stati Uniti [13]. Secondo [14] entro il 2050, il fotovoltaico contribuirà ad evitare le emissioni di 4 Gt di CO₂ ogni anno, con una capacità globale installata di 4600 GW.

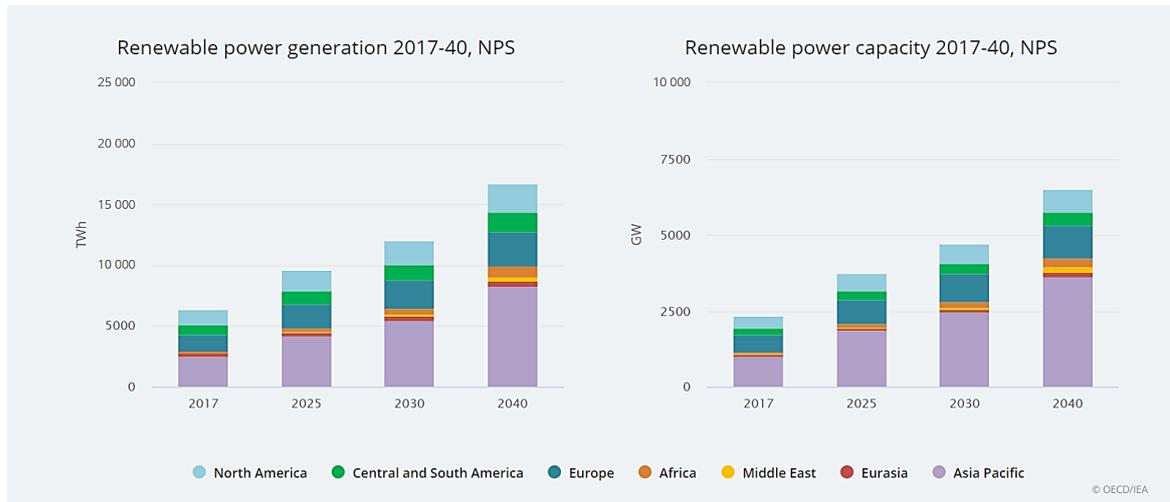


Figura 2 Generazione elettrica da FER (sx) e capacità installata (dx) per Paese [13]

Ad oggi sono installati in tutto il mondo più di 403 GW di impianti fotovoltaici. Il solare fotovoltaico detiene il primato tra le tecnologie per capacità installata nel 2017, in quantità doppia rispetto il suo principale concorrente: l'eolico. Il mix energetico elettrico mondiale conta oltre il 25% di energia generata da fonti rinnovabili, di cui 460 TWh sono da imputare alla generazione fotovoltaica (3%). Per quanto riguarda la potenza globale installata, contributo generale delle rinnovabili raggiunge il 12,1% di cui due punti percentuali sono rappresentati dal solare FV. [15; 16]

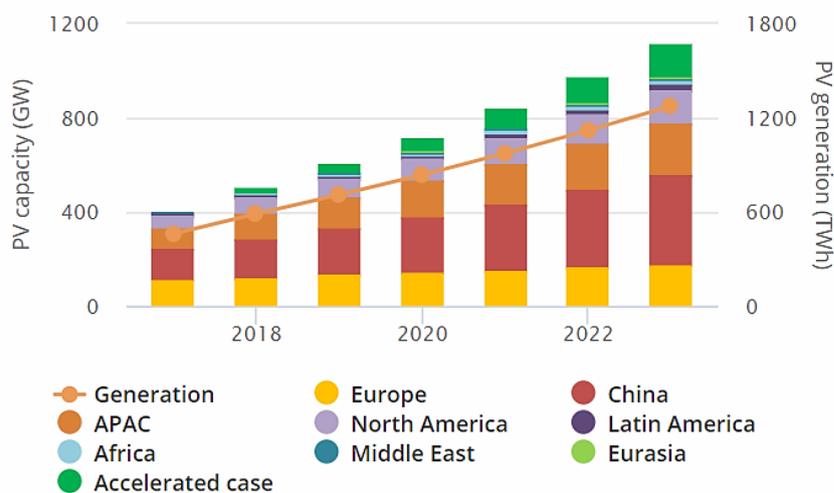


Figura 3 Generazione e potenza FV cumulata per Regione [16]

Dal 2013 i leader globali del fotovoltaico sono indiscutibilmente Cina seguita da Giappone e Stati Uniti. Nel 2017 l'Europa deteneva il 28% della capacità globale, le Americhe il 19% e il

Medio Oriente il 2%. [17] Nel 2018, l'Asia ha registrato la più rapida crescita nel settore, arrivando ad avere il 75% delle installazioni globali. Si consideri che in Cina, secondo il “13° piano quinquennale per lo sviluppo dell'energia solare (2016)” doveva essere raggiunta una quota di 105 GW di capacità fotovoltaica entro il 2020 e che questo obiettivo, fu superato già a fine 2017 con 130 GW. Il mercato fotovoltaico cinese sta affrontando il passaggio da una fase di forte crescita a una nuova fase del mercato di elaborato design e alta qualità. Il 7 gennaio 2019, l'amministrazione cinese ha deciso di intraprendere la promozione attiva di l'energia eolica e fotovoltaica senza sussidi, per questo motivo, sarà sempre più fondamentale produrre tecnologia fotovoltaica a buon mercato. Diversamente, per gli Stati Uniti gli ultimi due anni sono stati relativamente forti rispetto al pre-2016, ma non come avrebbero potuto essere, principalmente a causa delle tariffe imposte contro tutti i pannelli solari importati.

Per quanto riguarda lo scenario europeo, il mercato del solare fotovoltaico ha registrato una crescita del 4% rispetto al 2017. Considerando tutta l'Europa si arriva a 11.3 GW, rappresentato il 36% di tutte le capacità di potenza installate nel 2018. [18] Dei 28 membri dell'UE, 22 stati hanno incrementato le installazioni di solare fotovoltaico rispetto all'anno precedente. La Germania rimane il più grande operatore di centrali solari in Europa con 45,9 GW di capacità totale installata, seguita dall'Italia con 19,9 GW. Francia, Spagna, Turchia, Paesi Bassi, Belgio, Grecia, Svizzera, Repubblica Ceca, Ucraina, Austria, Romania, Bulgaria hanno capacità solari che raggiungono 1 GW di potenza, mentre la maggior parte dei paesi sul continente operano con meno di 1 GW di capacità solare.

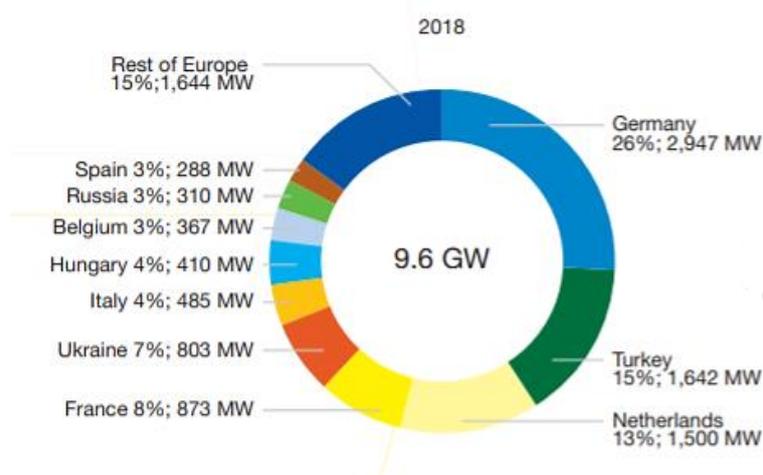


Figura 4 Potenza installata per Paese Europeo [18]

La Germania e Paesi Bassi hanno installato oltre 1 GW di impianti fotovoltaici. La Germania è diventata il più grande mercato solare d'Europa dopo il collegamento di 2,9 GW alla rete nazionale, un aumento del 67% rispetto i precedenti 1,8 GW del 2017. Il driver principale per la spinta solare del 2018 nel paese sono stati i premi di autoconsumo/alimentazione per sistemi di medie e grandi dimensioni (da 40 kW a 750 kW), che hanno contribuito a oltre la metà della nuova capacità installata, mentre il residenziale (<10 kW) hanno contribuito per circa 400 MW. I sistemi montati a terra sopra i 750 kW erano responsabili di circa 550 MW. Il secondo mercato in Europa è la Turchia, che tuttavia nel 2018 ha subito, a causa di una crisi finanziaria un calo annuo del 37% con solo 1,64 GW installati nel 2018. I Paesi Bassi hanno installato 1,5 GW nel 2018, raddoppiando di anno in anno la capacità solare totale installata. Il 60% delle nuove installazioni arriva dal settore commerciale e sistemi utility-sale premiati del regime olandese SDE +. Il mercato solare francese registra solo 873 MW di tecnologia fotovoltaica installata a causa di un sistema di incentivazione che richiede sistemi solari piccoli (<100 kW) per partecipare. Al contrario le tariffe generose promosse dall'Ucraina per sistemi fotovoltaici su larga scala hanno permesso a Questa di rientrare tra i primi 5 nella top-list dei mercati europei del solare fotovoltaico del 2018. Nel 2018 sono stati installati 803 MW, il 228% in più rispetto al 2017.

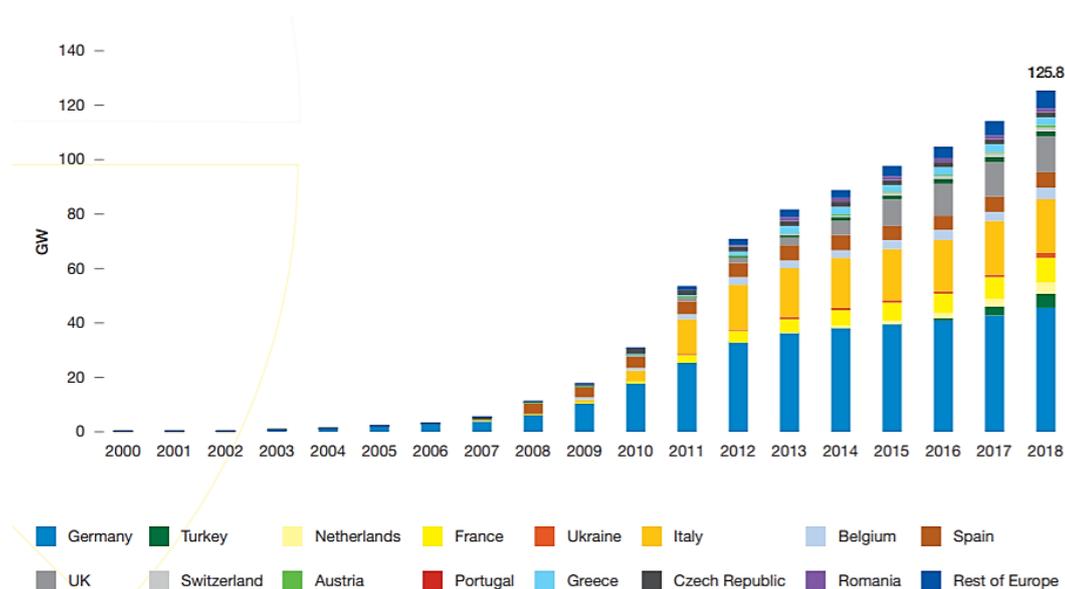


Figura 5 Capacità fotovoltaica installata in Europa [18]

1.2 Scenario energetico italiano

In Italia, dal 2005 al 2013, si sono susseguiti 5 diversi programmi di incentivazione denominati Conto Energia, ciascuno che supera, adegua o ridefinisce il precedente.

Il primo Conto Energia è stato introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE e poi approvato dal Decreto legislativo 387 del 2003. Questo meccanismo 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 della produzione elettrica da fonte rinnovabile.

Nel 2007, esattamente col D.M del 19 febbraio 2007, il Ministero dello sviluppo economico apre il 2° Conto Energia. Il nuovo provvedimento consente di eliminare parte delle lungaggini burocratiche che avevano appesantito il precedente conto energia.

Nel 2010, con il D.M. 06/08/2010 è entrato in vigore il 3° Conto Energia, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione.

Dopo l'emanazione del D.lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011 (4° Conto Energia) che ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato tra 6 e 7 miliardi di euro.

Esauriti gli obiettivi del 4° Conto Energia, il 27 agosto 2012 è stato attivato il 5° conto energia, approvato con il Decreto Ministeriale del 5 luglio 2012, e si è successivamente concluso il 6 luglio 2013, senza l'emissione di un nuovo piano di incentivazione.

Cinque anni dopo la fine dell'ultimo 'Conto Energia', gli incentivi vengono riaperti per il fotovoltaico, ma questa volta riguardano solo impianti fotovoltaici sul tetto, come comunicato nel Decreto 4 luglio 2019. [19]

Secondo Renewables 2019 Global Status Report l'Italia [20] è al quarto posto per capacità installata pro capite per il solare fotovoltaico. Esso gioca un ruolo sempre maggiore nel mercato elettrico nazionale, in cui conta uno share dell'8,2% sulla produzione totale.

1.2.1 Energia prodotta

Il consumo di energia in Italia nel 2017 è stato di 120,4 Mtep (-0,25% rispetto al 2016). L'utilizzo percentuale di FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) per soddisfare la domanda nazionale è del 18,3%, sopra la media europea (17,5%). L'Italia è classificata come il terzo paese tra i Paesi EU28 in termini di consumo di energia prodotta da FER. Il 34,1% dell'energia prodotta da FER è impiegata nel settore elettrico. Questo risultato permette all'Italia di aver già raggiunto gli obiettivi imposti dalla Direttiva 2009/29 CE. [14]

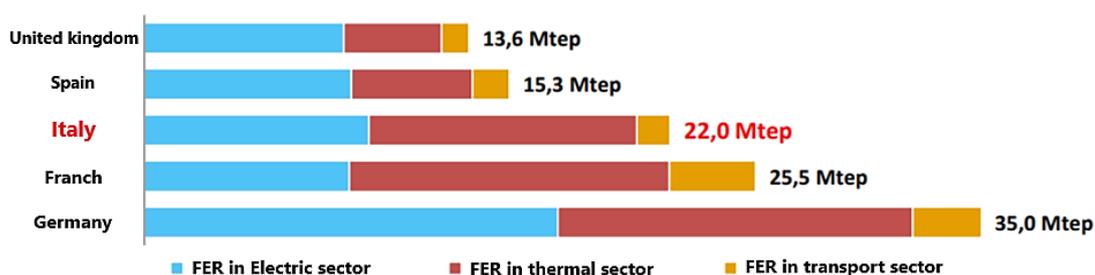


Figura 6 Settore di destinazione dell'energia prodotta da FER per Paese [14]

La produzione di energia da fonti rinnovabili nel mercato elettrico italiano è aumentata di circa 920 kTep rispetto al 2016. Le ragioni della progressiva evoluzione o regressione delle FER, sono sì legate alle nuove politiche di incentivazione, ma anche ai cambiamenti climatici annuali. Di fatto, confrontando i risultati in termini di energia degli impianti PVP nel 2017 con quelli del 2016, la produzione è aumentata del +10,3% principalmente grazie a una maggiore irradiazione registrata sul territorio italiano. Mentre nel 2018, è stata registrata una riduzione del 7% rispetto al 2017.

Nel 2018, gli oltre 822.000 impianti fotovoltaici hanno prodotto complessivamente 22.654 GWh di energia elettrica; la regione con la maggiore produzione fotovoltaica si conferma la Puglia, con 3.438 GWh (15,5% dei 22.654 GWh di produzione totale nazionale). Seguono la Lombardia e l'Emilia-Romagna con una produzione del 9,6 % e del 9,5 % della produzione nazionale complessiva. [14]

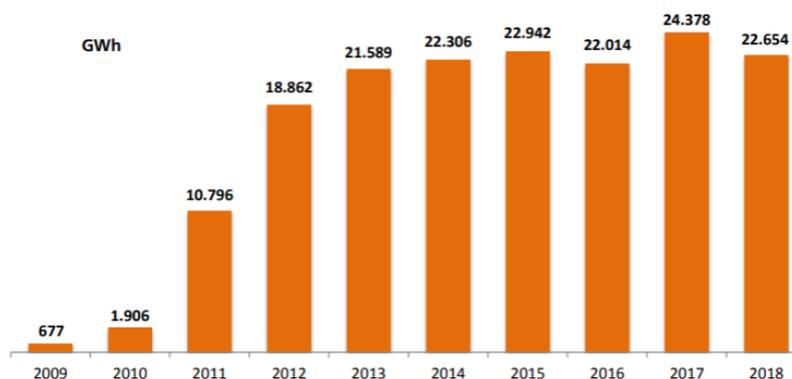


Figura 7 Produzione energetica annuale italiana degli impianti fotovoltaici in GWh [14]

1.2.2 Potenza installata

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) pubblica ogni anno una panoramica statistica delle caratteristiche, della diffusione e degli usi dei sistemi fotovoltaici sul territorio italiano e dell'UE sulla base delle informazioni caricate durante la richiesta degli incentivi (Conto Energia o Certificato verde) o delle informazioni provenienti dal sistema informatico GAUDI ' gestito da Terna. In Italia, secondo queste statistiche, nel 2018 sono stati installati 440 MW di impianti fotovoltaici. Alla fine dell'anno risultano 20.108 MW di impianti (+ 2,2% rispetto al 2017), che hanno generato 22.644 GWh (-7% rispetto al 2017 a causa della minore irradiazione). [14]

A fine 2018 le regioni italiane con il maggior numero di impianti fotovoltaici sono la Lombardia e il Veneto, dove si trovano il 29,1% degli impianti nazionali. Ad ogni modo la regione che conta la più alta potenza installata è la Puglia, nel sud Italia, con 2652 MW, 38% della potenza installata nazionale. In Puglia sono concentrati impianti di elevata potenza nominale (potenza media 0,54 MW) prevalentemente installati a terra.

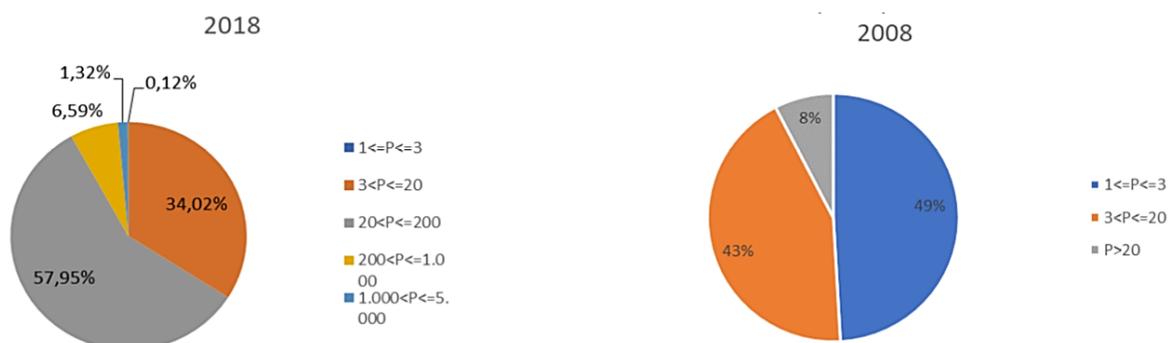


Figura 8 Percentuale di impianti installati in Italia per potenza (kW) nel 2018 e nel 2008

Negli ultimi anni l'evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti fotovoltaici è avvenuta a ritmi estremamente sostenuti. Dal 2008 al 2011 si sono preferiti impianti di grandi dimensioni per la produzione di potenza favoriti dai programmi d'incentivazione (I-II-III Conto Energia). Lo sviluppo ha accusato un colpo di arresto dal 2011 in poi, con la fine del III Conto Energia. Fino al 2018 la taglia media cumulata degli impianti è scesa a 24,4 kW, rispetto ai 38,7 kW del 2011. In Italia la media annua di impianti installati nel 2018 è di 8,8 kW rispetto alla media del 2011 di 54,7kW. [14]

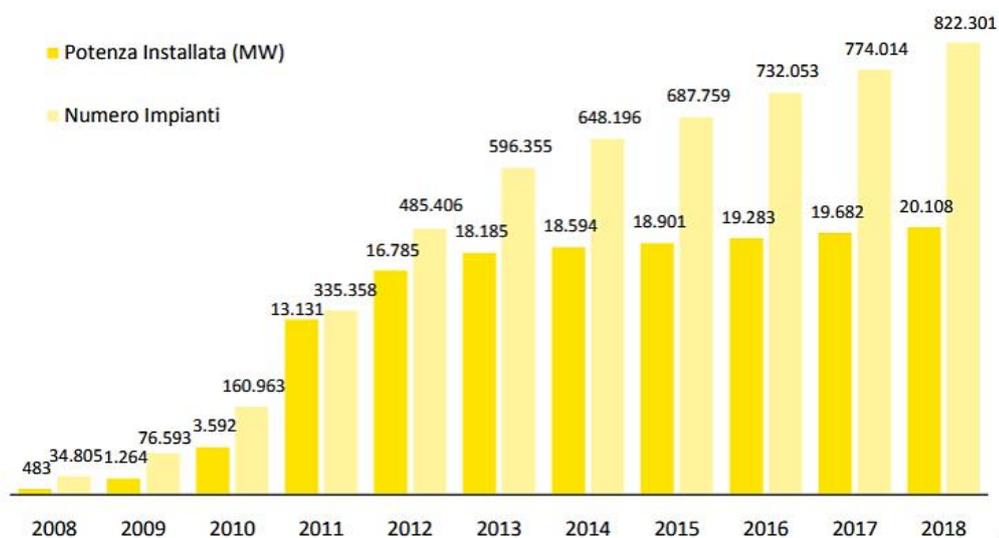


Figura 9 Cumulata della potenza fotovoltaica (MW) installata in Italia dal 2008 al 2018 [14]

La maggior parte delle installazioni italiane è realizzata con moduli in silicio policristallino (73%) seguito dal silicio monocristallino (21%) e dal film sottile e altri diversi materiali (6%).

Quest'ultimi sono prevalentemente utilizzati in Sicilia, dove rappresentano l'11% della potenza installata. [14]

1.3 Future tendenze del mercato fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici convertono direttamente l'energia solare in elettricità. Il solare fotovoltaico unisce due vantaggi: da un lato la produzione di moduli può essere destinata a grandi impianti, il che permette di applicare economie di scala rendendo la tecnologia economicamente sostenibile, dall'altro lato il fotovoltaico è una tecnologia molto modulare e può essere sfruttata anche per la generazione distribuita. [16]

Negli ultimi anni, l'industria manifatturiera dei moduli fotovoltaici ha assistito a un drammatico cambiamento, dall'Europa, in particolare dalla Germania, all'Asia, principalmente alla Cina e alla Taipei cinese.

Il prezzo per Watt del fotovoltaico è diminuito drasticamente: nel 1977 i prezzi per le celle di silicio cristallino erano di circa 77\$/W, mentre nell'agosto 2018 solo 0,18 \$/W, quasi 600 euro in meno rispetto a quaranta anni prima. [21] La riduzione dei costi è in parte gran parte dovuta all'industria solare cinese, che ha mostrato la sua forza su tutta la catena di produzione della tecnologia fotovoltaica. La produzione del silicio policristallino ha superato le 259.000 tonnellate nel 2018, pari al 7,0% di crescita anno dopo anno. Produzione di wafer di silicio, celle e i moduli hanno raggiunto rispettivamente i 107,1 GW, 85,0 GW e 84,3 GW seguendo tassi di crescita del 16,8%, 18,1% e 12,4%. Il settore solare cinese ha continuato a crescere beneficiando della domanda dei mercati oltremare sostenendone la crescita e il futuro slancio. Dall'altra parte, la Potenza Indiana con lo scopo di avvicinarsi rapidamente ai suoi ambiziosi 100 GW, obiettivo fissato per il 2022, ha iniziato a incentivare aziende indiane manifatturiere di tecnologia fotovoltaica. A gennaio 2019, la Solar Energy Corporation of India (SECI) ha lanciato una gara d'appalto, invitando gli sviluppatori a progettare 3 GW di installazioni a solare fotovoltaico con la condizione di creare aziende di produzione indiane per la realizzazione di celle e pannelli solari prodotti sul suolo nazionale. Sempre con lo scopo di sviluppare aziende indiane manifatturiere di tecnologia fotovoltaica, l'India ha sanzionato 1,3 miliardi di dollari (circa 1,17 miliardi di euro) per sostenere le imprese statali all'acquisto di 12 GW di installazioni FV di produzione locale. [18] D'altra parte, in molti Paesi Europei, come l'Italia e la Spagna, la produzione di celle e moduli fotovoltaici rappresenta meno della

metà del valore della catena fotovoltaica, e non pare essere un obiettivo da percorrere. Le attività a monte, quali ricerca e sviluppo, e le attività a valle della produzione, legate all'installazione e ai servizi, rappresentano insieme le attività di maggior interesse.

1.3.1 Terza e quarta generazione di moduli fotovoltaici

I moduli di silicio cristallino (c-Si), siano essi mono (sc-Si) o multicristallini (mc-Si), attualmente dominano il mercato fotovoltaico con una quota del 90% circa. Le celle di silicio sono solitamente tagliate da lingotti o getti di silicio altamente purificato, chiamato “Solar Grade Silicon” (SoG-Si, 6N), che si ottiene dalla lavorazione del silicio metallurgico (98-99% Si puro). Dopo numerose procedure chimiche e meccaniche (*Sawing, Etching, Texturing, Cleaning...*) che portano ad ottenere le celle fotovoltaiche, esse vengono collegate tra loro da circuiti elettrici in serie e parallelo, e raggruppate in moduli. Sopra viene posto un vetro trasparente o un polimero (tedlar), incollato alle celle per mezzo di un processo di pressofusione interponendo un sottile strato di acetato di vinile (EVA). Il materiale solitamente utilizzato per coprire la parte posteriore e costruire la cornice è l'alluminio che ha funzione di sostegno e di protezione.

La necessità di silicio molto puro attraverso procedure di purificazione dell'ossido di silicio presente in natura eleva il costo della cella fotovoltaica. Per questo la ricerca verte su processi di recupero del silicio dai rifiuti derivanti dal processo di taglio. Vi sono sperimentazioni svolte su processi di filtrazione [22], centrifugazione [23] e sull'utilizzo di campi elettrici [24]. Un'ulteriore occasione per recuperare silicio è offerta dal decommissioning degli impianti stessi. Il metodo proposto da Solar World permette attraverso la delaminazione termica di separare le celle solari dal vetro e recuperare le celle non danneggiate o riciclare quelle danneggiate per formare nuovi wafer di Silicio [25]. I risultati [26] dei confronti tra le curve caratteristiche dei moduli fotovoltaici dimostrando che la qualità delle celle in silicio riciclato è confrontabile con quelle di nuova produzione.

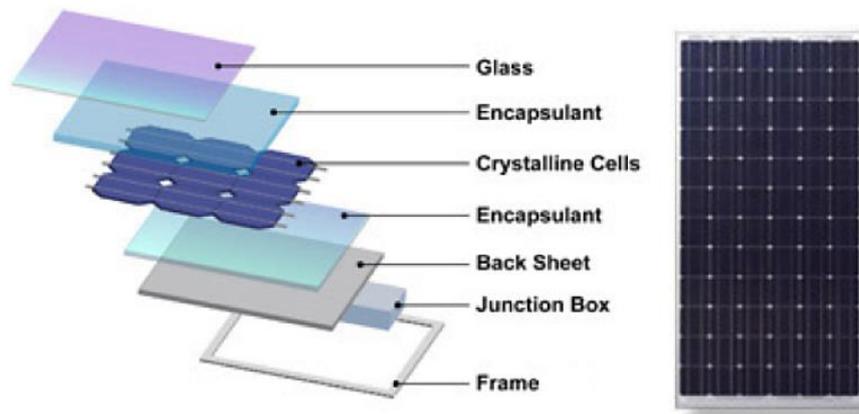


Figura 10 Composizione generica di un modulo fotovoltaico [27]

Più semplice è invece, il processo di produzione dei moduli a film sottile (TF) che si basano sul tellururo di cadmio (CdTe), rame-indio-gallio-selenide (CIGS) o silicio amorfo (a-Si). Solitamente, sono fabbricati in processi automatizzati che producono moduli completi, senza la necessità di assemblare moduli da singole celle. Questo processo più snello permette di risparmiare sulle tempistiche ed i costi. Tuttavia, i film sottili rappresentano ad oggi solo il 10% del mercato nonostante le propositive stime iniziali di crescita, in calo rispetto al 16% nel 2009.

La tecnologia fotovoltaica sta aumentando le prestazioni energetiche dei pannelli sviluppando celle multigiunzione da cui si spera di ottenere il 50% di rendimento percentuale, rispetto ai rendimenti intorno al 15-20% dei moduli in silicio tradizionali. L'efficienza nominale si riferisce alla potenza generata nelle "condizioni di prova standard" (STC): temperatura del modulo 25 ° C, irraggiamento verticale di 1 kW/ m², massa d'aria di 1,5 e uno spettro di irradianza specifico. [14] I pannelli di terza generazione con celle multigiunzione III-V (composti da diversi semiconduttori che appartengono al gruppo III-V della tavola periodica) sono impiegati nei moduli solari a concentrazione (CPV), e prodotti con una nuova procedura di fabbricazione molto costosa e complessa, chiamata "wafer bonding", che 'impacchetta' a livello delle nanostrutture interne i vari materiali componenti. Ogni semiconduttore (Gallio-GaAs), Fosforo di Indio-InP, l'Antimoniuro di Gallio-GaSb) cattura diverse bande dello spettro della radiazione solare in modo da migliorare la conversione in energia elettrica della cella fotovoltaica. Il solare fotovoltaico concentrato (CPV) rappresenta meno dell'1% delle applicazioni mondiali e solitamente si tratta di impianti di grandi dimensioni (50 MW ciascuno).

Il futuro del fotovoltaico, quando si parla di quarta generazione, mira a implementare l'integrazione dei moduli fotovoltaici con le strutture architettoniche urbane, in particolare gli edifici. Di fatto il settore residenziale conta circa il 34% del fabbisogno energetico mondiale e si assume che le soluzioni che sfruttano energie rinnovabili saranno sempre più implementate al fine di avere edifici quanto più possibile vicini al concetto di Net- Zero-Energy Building. Inoltre, in futuro la superficie urbana aumenterà del 126% prima della fine del 2050 ed è quindi necessario studiare nuove soluzioni per lo sfruttamento del futuro, esteso involucro edilizio [28]. Il fotovoltaico di quarta generazione, indicato con l'acronimo BiPV, si riferisce a sistemi l'elemento fotovoltaico assume, oltre alla funzione di produrre elettricità, il ruolo di elemento da costruzione. Un numero crescente di aziende, tra cui Akuo Energy e Tesla, per esempio, stanno producendo un grande successo varietà di prodotti BIPV multifunzionali come piastrelle, finestre e frangisole.



Figura 11 Moduli FV solari colorati sviluppati da Fraunhofer ISE [29]

Il CSEM dalla Svizzera ha sviluppato il solare con moduli bianchi per le facciate, ECN dai Paesi Bassi ha progettato moduli integrabili su larga scala con stampe superficiali che potrebbero essere utilizzate anche per barriere antirumore o baldacchini e Fraunhofer ISE hanno appena introdotto moduli solari colorati con un'efficienza ridotta di solo 7 punti percentuali rispetto al pannello originale non verniciato. I sistemi BIPV di nuova generazione si basano praticamente su qualsiasi tecnologia di celle solari disponibile: silicio cristallino, film sottile e soluzioni fotovoltaiche organiche leggere e flessibili.

Un'ulteriore innovativa applicazione del fotovoltaico riguarda i sistemi ibridi PV-T in cui l'energia termica recuperata dai pannelli fotovoltaici viene utilizzata per alimentare pompe di

calore o soddisfare direttamente la richiesta di acqua calda domestica. Il sistema fotovoltaico-termico ibrido 'H-NRGY-1' sviluppato dal gruppo Anaf [30], aumenta l'efficienza di conversione abbassando la temperatura del pannello per mezzo del sistema di recupero del calore prodotto dal modulo, e aumenta la vita utile del pannello fotovoltaico, essendo soggetto a minor stress termico. L'Imperial College di Londra ha sviluppato un sistema l'ibrido accoppiato ad una pompa di calore per soddisfare la domanda energetica di un'abitazione di 100 m² di superficie interna e 50 m² di tetto dove installare il sistema. Nella simulazione, l'uscita elettrica è stata utilizzata per eseguire il sistema a pompa di calore o aria condizionata, mentre la potenza termica è stata utilizzata per mantenere la temperatura sul lato sorgente della pompa di calore a circa 15 ° C per tutto l'anno. Questo sistema PV-T può coprire il 60% delle richieste di riscaldamento e quasi il 100% delle richieste di raffrescamento nelle regioni europee meridionali. Inoltre, il LCOE calcolato per i sistemi PV-T varia tra 0,06 e 0,12 € / kWh, che è inferiore del 30-40% rispetto al LCOE di impianti fotovoltaici sola scala ridotta in Europa.

1.3.2 Inverter con tensione massima di 1500V

Per quanto riguarda le grandi applicazioni di fotovoltaico, il futuro vede implementati moduli bifacciali che consentono di aumentare l'efficienza del sistema sfruttando la radiazione riflessa. La potenza di uscita totale può potenzialmente essere un problema per la sicurezza del sistema a causa dell'alta imprevedibilità di questa. Infatti, essa varia in base a diversi fattori quali riflettanza del suolo, angolo di elevazione del modulo, orientamento e angolo di inclinazione.

La modellizzazione di moduli e sistemi bifacciali non è attualmente sviluppata allo stesso livello di maturità di quelli monofacciali ma si presuppone un futuro del fotovoltaico che implementi sempre di più questa tecnologia che sfruttando l'effetto fotovoltaico su entrambi i lati della cella, riesca a ridurre il LCOE [32]. Sulla base di un futuro aumento di potenza in uscita dai moduli, i sistemi a 1500 V stanno diventando la soluzione principale per gli impianti di larga scala installati a terra. Secondo le statistiche di IHS Markit, la richiesta di sistemi 1500 V nel 2018 (escludendo la Cina) ha raggiunto il 62% dei mercati emergenti del fotovoltaico. Huawei Technologies' FusionSolar Smart PV Solution ha realizzato un inverter da 1500V che ha preso il posto dei vecchi da 1100V, con tensione e lunghezza di stringa maggiore, riducendo

i costi di cavi e costruzione. Secondo Jeff Yan, senior product manager in Huawei, il costo del BOS di un impianto può essere ridotto di 5 cent per Watt. [33] Inoltre, l'energy yield dei sistemi bifacciali è in grado di aumentare dai 7% al 45% rispetto ai sistemi convenzionali monofacciali in Si. [34]



Figura 12 Moduli bifacciali [31]

1.3.3 Impianti fotovoltaici dotati di accumulo

Le batterie stanno rapidamente guadagnando popolarità nel mercato solare, in particolare nelle applicazioni residenziali. In Germania, il più grande mercato di stoccaggio solare in Europa, sono stati installati 45.000 sistemi di accumulo, in crescita del 20% rispetto al 2017, secondo EuPD Research. Molti sistemi fotovoltaici sono venduti già in combinazione con un sistema di accumulo grazie al calo dei prezzi delle batterie che ne migliorano la competitività. Ad esempio, i prezzi delle batterie agli ioni di litio sono scesi da 1.000 USD/kWh nel 2010 a 200 USD/kWh nel 2017. Entro il 2030, i prezzi potrebbero scendere di un ulteriore 60% rispetto al 2017.

La penetrazione delle batterie e dei sistemi di controllo digitale è la base per qualsiasi modello di autoconsumo intelligente. Anche per edifici commerciali e industriali che hanno bisogno di molta energia durante il giorno, un rapporto di autoconsumo del 100% può essere facilmente soddisfatto con tali condizioni. Sistemi fotovoltaici con sistema di accumulo per l'energia elettrica sembrano essere adottati esclusivamente ad uso singolo e per basse capacità mentre

poche sono le applicazioni che coinvolgono grandi produzioni di energia elettrica da solare. I modelli collettivi di autoconsumo ad oggi prevedono la condivisione di energia auto-generata tra consumatori di un quartiere o di un piccolo villaggio come avviene nel ReGen Village, un paese totalmente autosufficiente in Olanda, o nel "*Mieterstrom*", un edificio in Germania che consente l'autoconsumo collettivo utilizzando sistemi di controllo intelligenti che gestiscono efficacemente i flussi di energia tra i partecipanti.

Nel libro, *The Third Wave*, del 1980, il futurologo Alvin Toffler coniò il termine "*prosumer*" quando predisse che i ruoli di produttore e consumatore avrebbero cominciato a fondersi e confondersi e fondamentali per il passaggio sono i sistemi di stoccaggio. Ottimizzare i tassi di autoconsumo senza utilizzare la rete pubblica permette anche di ridurre le perdite di rete e aiuta a radere la domanda di picco, che, con l'elettrificazione, è in prospetto di crescere. Secondo il rapporto dell'AIE, la digitalizzazione del settore energetico potrebbe contribuire a salvare fino a \$ 80 miliardi all'anno. [35]

La penetrazione delle energie rinnovabili nei sistemi energetici mondiali è in continuo aumento. I fornitori di energia passeranno da soddisfare la domanda di energia a soddisfare la domanda di energia al netto dell'energia prodotta dalle risorse rinnovabili. Lo stoccaggio avrà un ruolo chiave: verrà utilizzato per fornire energia durante i periodi di forte domanda "netta" ed evitare scompensi alla rete immettendo energia durante i periodi in cui non vi è domanda. Grazie a controlli intelligenti, gli impianti solari su larga scala possono permettere agli operatori di adattarsi rapidamente ai cambiamenti aumentando la flessibilità della rete.

1.3.4 Il solare fotovoltaico digitalizzato per una migliore gestione

L'industria solare è diventata un'industria matura con investitori coinvolti con somme di denaro mai viste prima. Con la crescita del mercato e la globalizzazione dei portfolios solari, le aspettative sulla qualità del servizio stanno cambiando e aumentano rapidamente. La gestione degli impianti fotovoltaici prevede dei contratti tra proprietari, *Asset Managers* e *O&M* (*Operation & Maintenance*, in italiano “Funzionamento e manutenzione”), al fine di assicurarne il corretto esercizio degli impianti, con requisiti sempre più crescenti.

I gestori spesso sono responsabili della contabilità e rendicontazione finanziari, gestiscono i flussi di cassa, le assicurazioni, i contratti con i *PPA* (*Power Purchase Agreement*, in italiano “Accordo di acquisto dell’energia”) per la vendita di energia, gli incentivi e supervisionano gli *O&M* che operano in campo. Una tendenza di mercato che si sta sviluppando è il passaggio da una gestione lineare a una centralizzata dell’asset. Infatti, come prima spiegato i gestori da contratto dell’impianto tendono ad escludere il proprietario dall’accesso diretto alle informazioni dell’impianto, soprattutto quelle di natura tecnica, in quanto molti contratti prevedono dei bonus in funzione dei tassi di disponibilità dell’impianto per premiare una buona manutenzione dell’impianto e incentivare rapidi interventi in caso di guasti. Tuttavia, questa mancanza di trasparenza caratteristica di una gestione “lineare” ha creato diffidenza tra le parti e sviluppa una tendenza più centralizzata della gestione dell’impianto. Per questo ad oggi è sempre più presente la figura dell’*Asset Manager* che si colloca tra l’investitore e l’*O&M* che opera direttamente nell’impianto.

In secondo luogo, i sistemi di gestione adottati sono sempre di maggiore qualità e fanno affidamento a strumenti digitali avanzati come ad esempio piattaforme di monitoraggio di stringa in cui i dati sono aggiornati ogni 5 minuti. L’intelligenza sarà incorporata in ogni oggetto e tutti i processi saranno connessi alla rete e monitorati. La digitalizzazione del solare servirà a migliorare la gestione dell’impianto e rassicurare gli investitori. Inoltre, si rende necessario progettare componenti sempre più resistenti in grado di resistere ad ambienti sfidanti, come è il caso dell’impianto di 20MW sulle montagne dell’Himalaya. Introducendo i *Big Data* (grandi banche dati) anche nel mondo solare è possibile migliorare la precisione delle previsioni meteorologiche con algoritmi e modelli numerici sostenuti dai database di dati acquisiti su un arco temporale che va dai 5 ai 15 anni. Come presentato in [36], è possibile confrontare i valori mensili di produzione degli impianti di una particolare regione con i dati

di irradianza, temperatura e velocità del vento, per elaborare modelli teorici di previsione della resa degli impianti (il modello teorico ha riscontrato una divergenza del 3% rispetto ai valori reali di resa) e rilevare progetti di impianti fotovoltaici non ottimali e rendimenti specifici anomali degli impianti fotovoltaici.

1.3.5 Technical advisory and Performance analysis

Ad oggi i primi impianti fotovoltaici installati contano 10-15 anni di esercizio. La maggior parte dei componenti ha una vita utile stimata di 15 o 20 anni. Gli impianti più vecchi iniziano ad avere un alto coefficiente di degrado o difetti dei moduli che influiscono sulla produzione di energia causando basse prestazioni dell'impianto. Gli investitori richiedono consulenze sempre più accurate sulle performance degli impianti per provvedere ad eventuali revamping e rifinanziamenti. Spesso gli stessi proprietari devono soddisfare un budget di produzione richiesto dalle banche in fase di finanziamento, e, nel caso in cui esso non sia soddisfatto, vengono commissionate analisi per evidenziarne le cause e elaborare interventi repentini ove possibile.

È sempre più richiesta la figura del *Technical Advisor* (Consulente tecnico specializzato) o del *Performance Analyst* (Analista delle prestazioni) per comprendere e fornire soluzione ai problemi dell'impianto. La consulenza tecnica utilizza come prima analisi uno studio statistico dei dati disponibili dal monitoraggio degli impianti. Dopo di che ispezioni misurative vengono condotte in impianto ad esempio, possono essere utilizzate pinze amperometriche per valutare le correnti delle stringhe e identificare file di moduli con prestazioni inferiori alle attese e sottoporli a ulteriori studi in laboratori certificati.

I moduli sono la componente più soggetta a deterioramento a causa degli stress termici e meccanici a cui sono sottoposti. Il rilevamento dei difetti nei moduli fotovoltaici (FV) e la loro valutazione dell'impatto sono importanti per migliorare le prestazioni e l'affidabilità dell'intero sistema. I difetti come surriscaldamenti, principi di 'HotSpot' o PID sono solitamente individuati per mezzo di termografia a infrarossi (IR Scan) con l'aiuto di droni o con semplici ispezioni visive, in giorni con un irraggiamento solare superiore a 750 W/m^2 . Un aumento delle temperature di celle o interi moduli, a causa di ombra o cellule difettose, può diminuire l'efficienza del modulo del $0,5\%/^{\circ}\text{C}$. Un aumento della temperatura del pannello di 10°C rispetto alla temperatura media degli altri pannelli può ridurre il rendimento energetico

del 5% [37]. Mentre il PID è un fenomeno elettrico che comporta una migrazione di cariche dal vetro verso lo strato di EVA che va a diminuire la capacità di conversione fotovoltaica. Tuttavia, se viene individuato prima che avvenga la corrosione elettrochimica dell'EVA, esso è un fenomeno reversibile per esempio mettendo a terra virtualmente il polo negativo o invertendo le stringhe per stimolare una corrente opposta contraria alla tendenza del PID. Tuttavia, [38] sostiene che le immagini collezionate all'esterno mostrino meno o per niente difetti rispetto alle immagini ottenute con un IR Scan effettuato in laboratorio.

Le ispezioni visive possono rivelare inoltre lo sfarinamento del *backsheet* (strato posteriore di supporto), che può portare al collasso del modulo, ingiallimento (“Yellowing”) del foglio di EVA che può degenerare in “Browning” e portare a problemi di isolamento, *Snail trails* (in italiano “sentieri di lumaca”), ovvero delaminazione localizzata, e visibili punti caldi (“Hotspot”), macchie brunastre causate da un eccessivo innalzamento delle temperature.

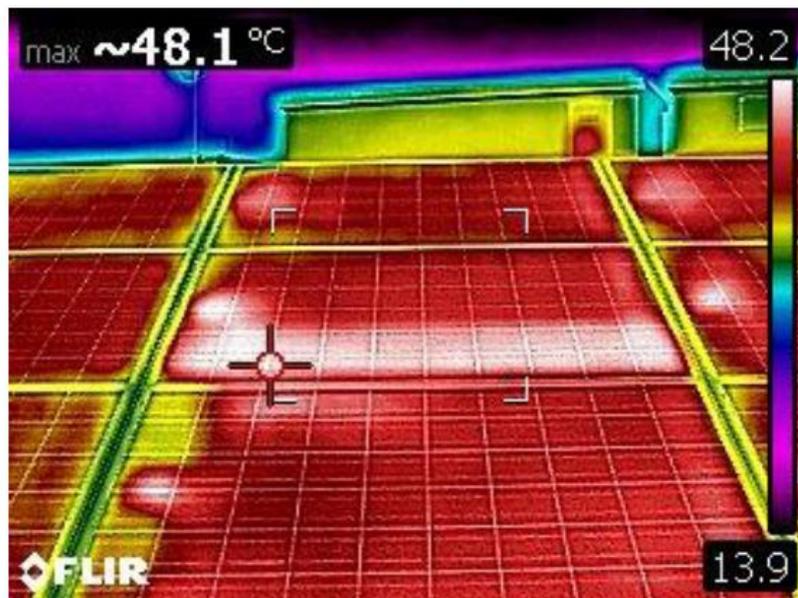


Figura 13 Diodi danneggiati in un modulo fotovoltaico da 220 Wp (IR SCAN)



Figura 14 Hot Spot su modulo fotovoltaico da 220 Wp (IR SCAN)

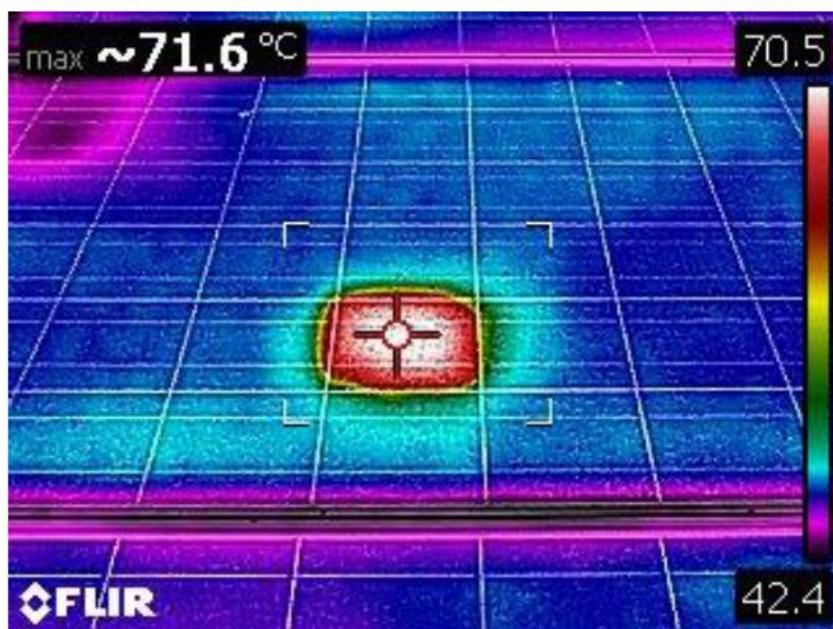


Figura 15 Hot Spot su modulo fotovoltaico da 220 Wp (IR SCAN)

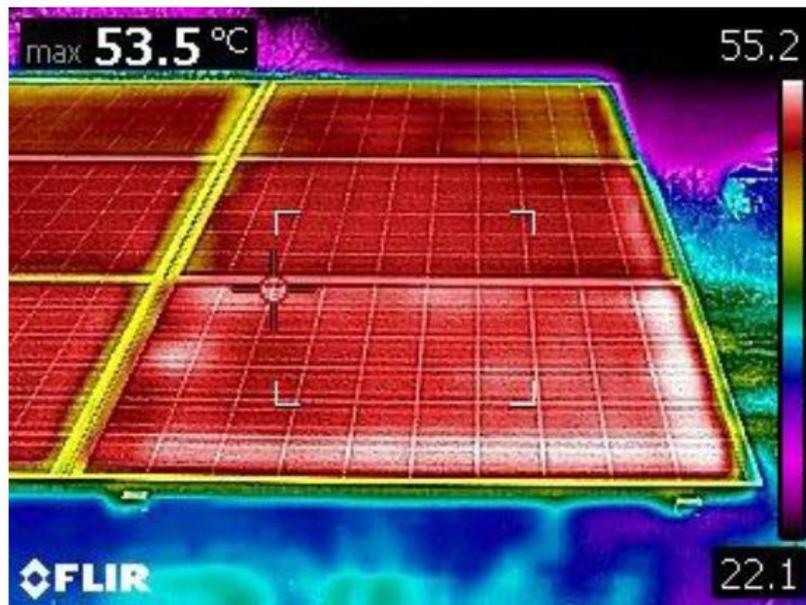


Figura 16 PID su modulo fotovoltaico da 220 Wp (IR SCAN)

Per quanto riguarda i componenti di potenza, come le stringhe di media tensione, questi possono recare danno all'isolamento dei cavi e, a causa della dispersione, provocare gli arresti degli inverter con perdite di produzione significative. Dove vi è una dispersione vi è un surriscaldamento del cavo e quindi è facilmente identificabile per mezzo di una termografia. Altre ispezioni misurative efficaci sono le Curve I-V (Curve Corrente-Tensione), che dovrebbero essere condotte annualmente su un campione da 10% al 25% di stringhe all'anno, per verificarne le prestazioni o identificare curve di potenza anomale. Il *Technical Advisor*, così come il *Performance Analyst*, è in grado raccogliendo informazioni sullo stato dell'impianto per redigere una "diagnosi" e procedere con le misure richieste per la soluzione delle problematiche che affliggono la produzione.

2. Modello teorico di affidabilità per componenti elettrici ed elettronici

2.1 Affidabilità: definizioni dei concetti principali

Il fotovoltaico come abbiamo precedentemente trattato, avrà un ruolo sempre più importante nel mix energetico mondiale. La tecnologia FV ha un'elevata penetrazione nella rete e nella produzione diffusa in Italia. È necessario quindi, sia per motivi economici, che per motivi energetici, assicurarne un corretto funzionamento. Il tema dell'affidabilità è fortemente sentito dagli investitori, soprattutto proprietari di impianti di media-grande taglia, per cui il corretto funzionamento dell'impianto significa un successo economico, obiettivo primario anche per le banche che in fase di progetto hanno finanziato la realizzazione degli impianti. Le richieste dei clienti ai tecnici che seguono gli impianti, il più delle volte, giungono quando le performance dell'impianto scendono al di sotto delle soglie previste in fase di finanziamento. I sistemi fotovoltaici sono sistemi complessi dotati di un notevole assetto di componenti, la cui configurazione è a scelta del progettista. Definire perciò un modello generale per l'analisi di affidabilità non è sempre facile; ad oggi non ci sono molti studi e articoli scientifici che discutano dell'affidabilità globale dell'impianto ma in letteratura se ne trovano molti focalizzati sulla *reliability* dei singoli componenti elettrici ed elettronici. Sono stati identificati le probabilità di guasto, ad esempio, degli inverter, elementi che sono fondamentali per un impianto connesso alla rete nazionale per trasformare energia prodotta in corrente continua con energia alternata a 50 Hz, o delle protezioni, installate al fine di evitare danneggiamenti da squilibri della rete a cui l'impianto è connesso. Una sovratensione può innescare la protezione negli inverter, interrompendo la generazione fotovoltaica e causando improvvise mutazioni nel flusso di corrente. Le reti di distribuzione collegate ad impianti fotovoltaici presentano un alto rischio di aumento dei costi di manutenzione e di interruzioni di produzione. Metodologie e strumenti per definire l'affidabilità dei sistemi fotovoltaici connessi alla rete sono quindi interessanti anche per l'intera rete nazionale.

Oltre ai guasti provocati da cause esterne e malfunzionamenti dovuti a componenti danneggiati o mal progettati, che affliggono le performance di un impianto diminuendone la sua 'affidabilità', devono essere considerate le differenti risposte dei componenti all'esposizione alla radiazione solare, alle elevate temperature e alle intemperie esterne. Gli agenti e le condizioni atmosferiche causano ai componenti dell'impianto perdite di potenza e un elevato stress elettrico con conseguente diminuzione della vita operativa. Questo aspetto rende la tecnologia fotovoltaica meno affidabile rispetto alle fonti di generazione tradizionale.

Ad esempio, il degrado dei moduli fotovoltaici è uno degli argomenti a cui i produttori e i proprietari degli impianti sono maggiormente interessati. Solitamente la valutazione dello stato dei moduli è possibile per mezzo di ispezioni visive, misurazioni della curva I-V o valutazioni termiche mediante termografia a infrarossi. Alcuni di questi difetti compaiono solo durante il normale funzionamento e vengono raramente rilevati nei test di affidabilità (IEC61215 o IEC61646), per via delle diverse condizioni di stress a cui sono sottoposti in impianto rispetto alle condizioni realizzate ad hoc in laboratorio. [39]

Lo studio condotto in questa tesi, per definire l'affidabilità di un Portfolio di impianti fotovoltaici, le cui performance non sono ritenute all'altezza delle aspettative, fa utilizzo del metodo probabilistico basato sul *Fault Tree Analysis* (FTA, in italiano 'Analisi Albero di Guasto'). L'algoritmo applicato permette di individuare e diagnosticare i guasti e trova applicazione in letteratura nei sistemi fotovoltaici connessi alla rete [40]. Esso può essere applicato sia in fase di progettazione per aiutare a intraprendere decisioni vincenti dal punto di vista ingegneristico sia durante la vita utile dell'impianto, come è il caso di questa tesi. I concetti chiave e definizioni che determinano l'approccio che si seguirà sono spiegati nei paragrafi successivi e sono: affidabilità, disponibilità, manutenibilità, tasso di guasto, tasso di riparazione, tempo medio di guasto (MTTF) e tempo medio di riparazione (MTTR).

2.1.1 Reliability (Affidabilità)

L'affidabilità di un impianto, o di un suo componente, è data dalla probabilità di successo legata ad esso: ovvero la probabilità che un componente o un sistema soddisfi la funzione richiesta per un periodo di tempo definito $\Delta T = [0, t]$. La funzione di affidabilità, $R(t)$ dipende da ulteriori parametri ed è influenzata dal tempo preso in considerazione. L'andamento di $R(t)$ solitamente tende a zero al progredire del tempo. Per i prodotti commerciali l'equazione di affidabilità è fondamentale per stimare il periodo di garanzia. [41] Il tempo di missione t è infatti il tempo durante il quale è richiesto che il sistema funzioni e deve essere in grado di farlo in determinate condizioni fisiche, chimiche e organizzative che ne influenzano il funzionamento: la temperatura, lo stress meccanico, la pressione, la manutenzione ordinaria influenzano i guasti che possono accadere.

L'inaffidabilità è esattamente l'opposto dell'affidabilità, ovvero la probabilità che il sistema fallisca prima del tempo di missione t :

$$F(t) = 1 - R(t) \quad \text{Eq. 1}$$

Al contrario dell'affidabilità $F(t)$ è uguale a 0 quando il sistema è nuovo e tende a 1 al progredire del tempo.

2.1.2 Availability (Disponibilità)

La disponibilità è la possibilità che l'impianto funzioni in un dato momento, in determinate condizioni operative e ambientali. (41) Il valore medio della disponibilità puntuale determina la porzione media di tempo in cui il sistema funziona in un prescelto ΔT .

$$\hat{A}(t) = \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad \text{Eq. 2}$$

Per un sistema complesso il numero di guasti, il tempo medio in cui un sistema si trova in stato di fermo, e il tempo medio necessario a ripristinare le condizioni ottimali di funzionamento, sono fondamentali per definire la disponibilità di esso. È per questo che la disponibilità trova espressione sotto la seguente equazione:

$$A_{avg} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad \text{Eq. 3}$$

Ove MTTF indica il *Mean time to Failure* e MTTR il *Mean time to Repair*, espressione inglese per indicare il tempo medio di guasto e il tempo medio di riparazione.

Un miglioramento della disponibilità comporta un MTTF crescente e un MTTR in diminuzione: minori tempi di guasto e massima reattività nella riparazione. Uno dei limiti di questo indice è che non esprime la frequenza dei guasti e delle manutenzioni richieste. Per questo motivo viene utilizzato per valutare i sistemi riparabili in cui conta maggiormente la disponibilità piuttosto che l'affidabilità, come nel caso degli impianti fotovoltaici.

La non diponibilità (Unavailability) $Q(t)$ è l'opposto della disponibilità:

Eq. 4

$$Q(t) = 1 - A(t)$$

Quando il sistema o un suo componente è nuovo, l'indisponibilità è nulla. All'avanzare del tempo aumenta il suo valore ma non necessariamente raggiunge l'unità, in quanto la manutenzione riduce la probabilità che il sistema o il componente diventi indisponibile in qualsiasi istante considerato.

2.1.3 Maintainability (Manutenibilità)

Quando si analizzano le prestazioni del sistema fotovoltaico, è importante riconoscere due distinte classi di insuccesso: interruzione e compromissione. Un'interruzione è una situazione in cui l'intero sistema o una parte di esso non è disponibile per la produzione. Al contrario, un guasto singolo è una situazione in cui il sistema continua a funzionare ma a un livello inferiore a quanto dovrebbe. I guasti richiedono più tempo e analisi più approfondite per identificarli e spesso necessitano di tempi di azione più lunghi. Le interruzioni, invece, sono quasi impossibili da ignorare poiché attirano un'immediata attenzione e intervento per ripristinare la produzione.

La manutenibilità $G(t)$, è la probabilità che un componente guasto venga ripristinato alle effettive condizioni di operabilità entro un certo periodo di tempo t . Il tempo t viene calcolato a partire dall'inizio dell'azione riparativa richiesta dalle procedure prescritte per la manutenzione di un componente o sistema guasto. $G(t)$ è un indice dell'attitudine di mantenere il sistema efficientemente mantenuto. Tuttavia, essa è fortemente influenzata da aspetti non legati direttamente al componente in guasto ad esempio dalle scelte gestionali, logistiche e dalle condizioni ambientali.

2.1.4 Failure rate (Tasso di guasto)

Il tasso di guasto è generalmente indicato con la lettera greca λ , è la frequenza alla quale un componente o sistema si guasta, ed esprime il numero di guasti per unità di tempo [42]. La '*bathtub curve*', in italiano tradotta in curva a vasca da bagno, indica l'andamento tipico del

tasso di guasto di un comune componente di un impianto. La vita di un componente può essere divisa in tre periodi: il periodo di *'burn-in'* (rodaggio), il periodo di vita utile e infine il periodo di *'wear out'* (usura).

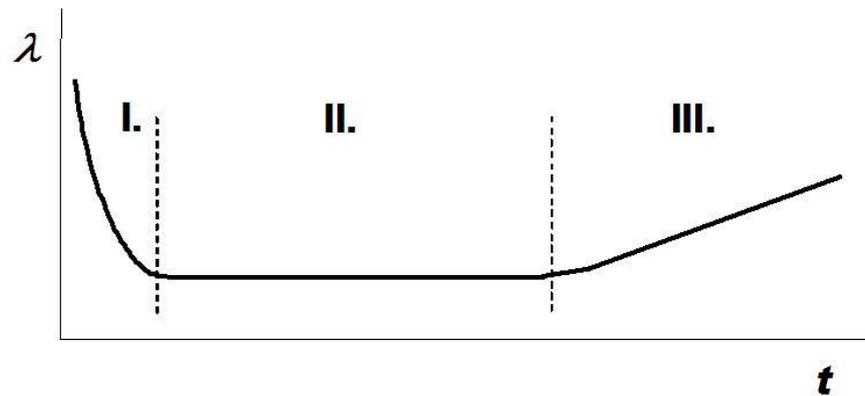


Figura 17 Rappresentazione della curva a vasca da bagno

Benché i componenti siano testati per ridurre la morte infantile a causa di errori di produzione o progettazione, a causa delle diverse condizioni di esercizio rispetto i test messi in atto ad hoc in laboratorio, i componenti registrano un elevato tasso di guasto all'inizio della loro vita. Dopo il periodo di rodaggio, la situazione tende a stabilizzarsi con un andamento costante dei guasti durante la vita utile del componente. Infine, raggiunto uno stato di deterioramento a causa dei cicli di utilizzo dei componenti e per fattori esterni, il tasso di guasto aumenta drasticamente. [43]

Il tasso di guasto è legato all'affidabilità dalla seguente relazione matematica:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta T \rightarrow t} \frac{R(t) - R(t - \Delta t)}{R(t) \cdot \Delta t} = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad \text{Eq. 5}$$

Quindi il modello probabilistico sull'affidabilità dell'impianto è definito dalla funzione di affidabilità $R(t)$ ricavata dalla precedente equazione:

$$R(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad \text{Eq. 6}$$

Con l'ipotesi che l'affidabilità sia unitaria nel caso di un componente completamente funzionante, all'inizio della vita $R(t=0) = 1$. La gran parte dei modelli di affidabilità viene applicata considerando che il componente sia nella sua vita utile (parte II della curva a vasca da bagno) lontano dalla sua usura (parte III della stessa curva).

In breve, λ è dato dal rapporto tra il numero totale di guasti rispetto al tempo totale cumulativo di osservazione, in riferimento a un dato periodo e ad un numero di componenti osservati. In questo modo il tasso di guasto è solo una stima del reale tasso di guasto. Questa considerazione consente di considerare un tasso di guasto indipendente dal tempo e costante, e permette di esprimere la funzione di affidabilità con la seguente funzione esponenziale semplificata:

$$R(t) = \exp[-\lambda t] \quad \text{Eq. 7}$$

In letteratura il tasso guasto è espresso in generale in riferimento a 10^6 ore. Per esempio:

$$\lambda_{\text{valvola fallisce a chiudersi}} = 8,5 \cdot 10^6 \left[\frac{1}{h} \right] \quad \text{Eq. 8}$$

2.1.5 Repair rate (Tasso di riparazione)

Il tasso di riparazione μ rappresenta l'attitudine di un componente a risolvere uno specifico guasto. Esistono quindi tanti tassi di riparazione quanti i guasti a cui è soggetto un componente. Il tasso di riparazione ha come unità di misura [1/tempo] e descrive la probabilità per unità di tempo, che il componente venga riparato e ritorni a funzionare correttamente. Può essere calcolato come il rapporto tra il numero di interventi per guasto avvenuti in un lasso di tempo di osservazione e il periodo di tempo stesso, ottenendo una stima della frequenza di riparazione, solitamente numero di riparazioni all'ora [1/h]. Il tasso di riparazione dipende non solo dal sistema ma anche da fattori esterni direttamente coinvolti nell'organizzazione e gestione degli interventi in campo come ad esempio la logistica, lo stoccaggio di componenti di sostituzione, le condizioni metereologiche etc. Il tempo di riparazione è solitamente calcolato partendo dal momento in cui inizia l'attività riparativa escludendo il tempo necessario per accorgersi del guasto.

2.1.6 Mean Time to Failure (Tempo Medio di Guasto)

Il Tempo medio di guasto è il tempo medio calcolato tra un guasto, o errore, e quello successivo. Esso non dipende da un particolare periodo di tempo e è utilizzato per confrontare diversi sistemi. La relazione tra il tempo medio di Guasto, MTTF, e l'affidabilità è descritta dall'equazione:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad \text{Eq. 9}$$

Se il tasso di guasto λ è costante, allora MTTF è l'inverso del tasso di guasto:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{Eq. 10}$$

Il tempo medio di guasto viene calcolato partendo dai dati reali di impianto come media dei guasti avvenuti nel tempo totale di operazione.

2.1.7 Mean Time to Repair (Tempo Medio di Riparazione)

Il tempo medio di riparazione è il tempo medio che trascorre tra un guasto e l'intervento manutentivo per ripristinare il sistema allo stato prima del guasto. Il tempo di riparazione, MTTR, dipende da diversi fattori: la diagnosi del guasto, la disponibilità del componente da sostituire, i ritardi dovuti a problematiche logistiche, la complessità dell'intervento richiesto etc. Per ridurre MTTR ad esempio, il responsabile della manutenzione potrebbe aumentare i componenti delle *spare parts* (pezzi di ricambio) in magazzino al fine di velocizzare i processi di sostituzione di componenti *master* di impianto con quelli di ricambio, oppure fissare una manutenzione ripetuta nel tempo per i componenti più soggetti a guasti al fine di intervenire più velocemente.

2.1.8 Mean Time Between Failures (Tempo Medio tra i Guasti)

Il tempo medio tra i guasti ha come unità di misura il tempo [h] e indica il tempo medio che intercorre tra due avvenimenti di uno specifico modo di guasto. Esso è dato dalla semplice somma tra il tempo medio di guasto e il tempo medio di riparazione.

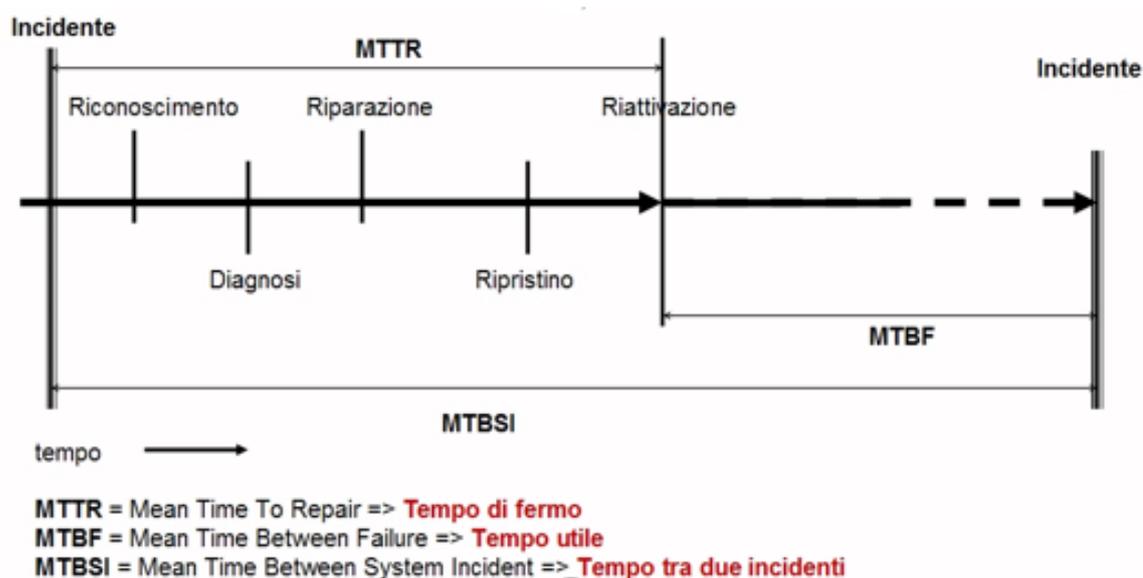


Figura 18 Illustrazione della distribuzione del tempo nei guasti

2.2 Analisi albero di guasto

Ci sono diversi modelli per studiare e calcolare l'affidabilità di un sistema. Quella utilizzata nella tesi è la tecnica denominata Fault Tree Analysis (FTA) di cui ci si serve per l'analisi dell'affidabilità di sistemi complessi, solitamente di grandi dimensioni. Lo schema dell'analisi Albero di Guasto utilizza la logica Booleana per descrivere le iterazioni tra i guasti, in termini di cause ad essi associati, per valutare la probabilità complessiva che si verifichi un evento indesiderato. È necessario definire quindi lo schema dell'impianto fotovoltaico e le caratteristiche dei vari componenti per studiarne le interdipendenze e, l'evento indesiderato che si vuole impedire.

LA FTA viene utilizzata per individuare la radice di cause e la probabilità di accadimento di un evento specifico indesiderato, come un guasto o la rottura di un componente che influisce

sul corretto funzionamento del sistema. L'evento indesiderato può costituire un rischio per la sicurezza del sistema o un incidente che va a portare le performance dell'impianto al di sotto degli standard richiesti dagli investitori. Un albero dei guasti è un modello logico e grafico delle varie combinazioni di possibili eventi e permette di arrivare alla radice della causa scatenante. Inoltre, è facile da comprendere e implementare, e queste peculiarità rendono il metodo vincente nell'ambito delle Performance Analysis e Fault Risk Analysis.

Il modello grafico può essere tradotto in un modello matematico per calcolare la probabilità di fallimento e parallelamente è in grado di determinare il significato di un evento di guasto.

L'FTA può in genere essere utilizzata per:

- Verificare la conformità del progetto ai requisiti stabiliti;
- Indentificare le carenze del progetto che si sono sviluppate nonostante i requisiti già esistenti e attuati in fase di progetto;
- Istituire misure preventive per eliminare o attenuare il rischio di guasti o anomalie che possano impattare sulla sicurezza e produttività del sistema;
- Valutare adeguatezza delle misure preventive stabilite;
- Adattare o modificare in toto i requisiti di sicurezza adottati precedentemente all'analisi o in fase di analisi.

2.2.1 Definizioni

Nell'analisi dell'Albero dei Guasti sono utilizzati concetti chiave che verranno elencati e spiegati di seguito:

- Cut set (CS) o Percorso di Errore: set di eventi che insieme provocano l'evento principale indesiderato;
- Minimal Cut Set (MinCS o MCS): set che è stato ridotto al numero minimo di eventi che causano l'evento principale indesiderato. Il MCS non può essere ulteriormente ridotto e garantisce comunque il verificarsi dell'evento principale indesiderato;

- L'Ordine di Guasto: un guasto di primo ordine significa che il sistema ha fallito in un solo punto, un guasto di second'ordine identifica un guasto verificatosi in due punti contemporaneamente;
- Evento Multiplo di Base (MOE): Evento base dell'FT che si verifica in più di un punto nel FT;
- Guasto / Guasto Primario: guasto del componente indipendente che non può essere ulteriormente definito ad un livello inferiore. Ad esempio, rottura o difetto del componente;
- Guasto / Guasto Secondario: guasto del componente indipendente causato da una forza esterna sul sistema. Ad esempio, guasto dovuto a condizioni operative o ambientali non ammesse;
- Tempo di Esposizione (ET): durata del periodo in cui un componente viene effettivamente esposto a guasti durante il funzionamento del sistema. Il tempo di esposizione può essere controllato mediante progettazione, riparazione, test e monitoraggio;
- Percorso Critico: il percorso con la probabilità più alta che un guasto porti all'evento indesiderato.

2.2.2 Metodologia

Ci sono due applicazioni dell'FTA: l'FTA proattivo e quello attivo. Il primo viene implementato in fase di sviluppo per aiutare le scelte progettuali per prevenire future problematiche facilmente evitabili a partire dal design. Se applicato all'analisi della sicurezza del sistema il metodo fornisce una comminazione dei possibili eventi, sia difettosi sia normali, che possono causare incidenti di cui si vuole evitare l'accadimento o mitigare gli effetti. L'FTA attivo invece, è utilizzata durante la vita utile di un impianto a seguito di eventi, guasti o disfunzioni, che hanno causato un evento indesiderato o un funzionamento anomalo nel sistema. Segue una valutazione delle misure e interventi da adottare per eliminare o controllare gli eventi di guasto. Per esprimere delle considerazioni sull'analisi intrapresa, l'FT viene quantizzata, ovvero, viene trasformata in una valutazione numerica. Viene definita la probabilità di accadimento di un evento indesiderato, la probabilità e il significato degli eventi

di errore che causano l'evento indesiderato e la rilevanza del rischio o l'importanza dei componenti. L'approccio quantitativo, che approfondisce un approccio primario di tipo qualitativo, fornisce risultati più utili anche se richiede più tempo e necessità di una raccolta dati sulla frequenza e tipologia di guasti dei componenti. È importante includere nell'analisi solo gli elementi del sistema che contribuiscono all'evento indesiderato.

Il metodo FTA implementa 8 passaggi fondamentali per eseguire un'analisi completa e accurata.



Tabella 1 Le otto fasi fondamentali per una FTA completa

La struttura da disegnare è simile a quella di un albero dove i rami sono i componenti e i nodi sono le interconnessioni. Il percorso di un errore/guasto avviene da un componente all'altro e passa attraverso i nodi. I componenti sono collegati tra loro da logica e simboli booleani. I simboli sono raggruppati in 4 categorie e raffigurati come riportato nella Tabella 2 e Tabella 3. Le categorie sono le seguenti:

- Eventi di base (BE);

- Eventi Gate (GE);
- Eventi di condizione (CE);
- Eventi di trasferimento (TE).

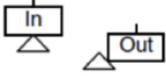
| <i>Simbolo</i> | <i>Tipo</i> | <i>Descrizione</i> |
|---|-------------------------------------|--|
|  | <i>Rettangolo del testo</i> | <i>Contiene il testo per i nodi dell'Albero dei Guasti (FT). Il simbolo del nodo segue al di sotto.</i> |
|  | <i>Evento di Base (BE)</i> | <i>Un normale guasto di un componente: un errore intrinseco del componente; un guasto random.</i> |
|  | <i>Evento Secondario (BE)</i> | <i>Un guasto indotto esternamente</i> |
|  | <i>Evento Normale (BE)</i> | <i>Un evento che ci si aspetta che accada essendo parte del funzionamento del componente del sistema</i> |
|  | <i>Evento di Condizione (CE)</i> | <i>Una condizione ristretta o probabilità</i> |
|  | <i>Evento di Trasferimento (TE)</i> | <i>Indica un gruppo/rami del sistema che sono connessi da qualche altra parte nel sistema. Sono simboli contenenti la descrizione Dentro/Fuori (In/Out) o Verso/Da (To/From)</i> |

Tabella 2 Simboli FTA

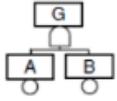
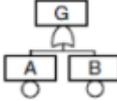
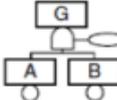
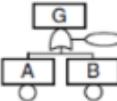
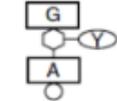
| <i>Simbolo</i> | <i>Tipo di Gate</i> | <i>Descrizione</i> |
|---|--------------------------|--|
|  | <i>AND Gate</i> | <p>L'output avviene solo nel caso in cui entrambi gli Input accadano insieme</p> $P = P_A \cdot P_B \text{ (2 input gate)}$ $P = P_A \cdot P_B \cdot P_C \text{ (3 input gate)}$ |
|  | <i>OR Gate</i> | <p>L'output avviene solo se almeno uno dei due input avviene</p> $P = P_A + P_B - P_A \cdot P_B \text{ (2 input gate)}$ $P = (P_A + P_B + P_C) - (P_{AB} + P_{AC} + P_{BC}) + (P_{ABC}) \text{ (3 input gate)}$ |
|  | <i>Priority AND Gate</i> | <p>L'output avviene se tutti gli input accadono insieme e A deve avvenire prima di B. La priorità è contenuta nel simbolo del condizionale.</p> $P = (P_A \cdot P_B) / N!$ <p>(N = number of inputs to gate)</p> |
|  | <i>Exclusive OR Gate</i> | <p>L'output avviene se si verifica uno dei due input, ma non contemporaneamente. L'esclusività è contenuta nel simbolo del condizionale.</p> $P = P_A + P_B - 2(P_A \cdot P_B)$ |
|  | <i>Inhibit Gate</i> | <p>L'output avviene solo se accade l'input e p soddisfatta la condizione Y attaccata.</p> $P = P_A \cdot P_Y$ |

Tabella 3 Simboli FTA

3. Analisi di affidabilità e disponibilità (Applicazione modello teorico)

Il lavoro svolto in questo capitolo ha l'obiettivo di calcolare l'affidabilità e la disponibilità di un Portfolio di impianti fotovoltaici in esame, ritenuto al di sotto delle aspettative, e di tutti i componenti, facendo uso del modello teorico spiegato nel capitolo precedente e avvalendosi dei dati reperiti in letteratura.

Le analisi svolte in questa tesi sono state condotte in collaborazione con Vector Cuatro Group, una società di Falck Renewables S.p.A. operante a livello mondiale nel settore delle energie rinnovabili e tra i leader globali nella gestione e consulenza tecnica nel settore dell'energia "verde".

Il Portfolio in esame comprende 100 impianti fotovoltaici situati in Italia per una capacità installata complessiva di 9.9154 MW_p. È ritenuta necessaria un'analisi per valutare la performance del Portfolio per giudicarne le prestazioni a livello qualitativo e quantitativo. Con questa analisi sarà possibile valutare se gli incidenti avvenuti nel Portfolio, legati allo stato di degrado generale, possono essere individuati come causa delle prestazioni non soddisfacenti del parco fotovoltaico per mezzo di un confronto tra i risultati del modello teorico e quelli ricavati dall'analisi sperimentale condotta nel capitolo successivo.

Per iniziare l'analisi è necessario definire lo schema standardizzato del Portfolio in esame, in cui compaiono tutti i componenti principali. Lo schema deve essere coerente e significativo con lo schema impiantistico reale. Lo schema di un impianto fotovoltaico è ben rappresentato negli schemi unifilari. Nel caso in esame è bene specificare che non sono state apportate modifiche al progetto. Il modello che si sceglie di utilizzare tiene conto di tutti i componenti elettrici che sono direttamente interessati alla produzione e conversione di energia elettrica. Lo schema parte dal modulo fotovoltaico fino all'ingresso del trasformatore, il quale non si considera. Oltretutto gli SPD, gli interruttori di interfaccia e di rete nella trattazione che andremo a svolgere non saranno trattati perché si assume una frequenza di guasto del tutto trascurabile è pari a 0. Successivamente verranno presi i valori di MTTF e MTTR presenti in letteratura e, al seguito del conteggio di tutti i componenti dell'impianto, si procederà a valutare la disponibilità e l'affidabilità teorica da confrontare con quella sperimentale.

3.1 Schema impianto fotovoltaico

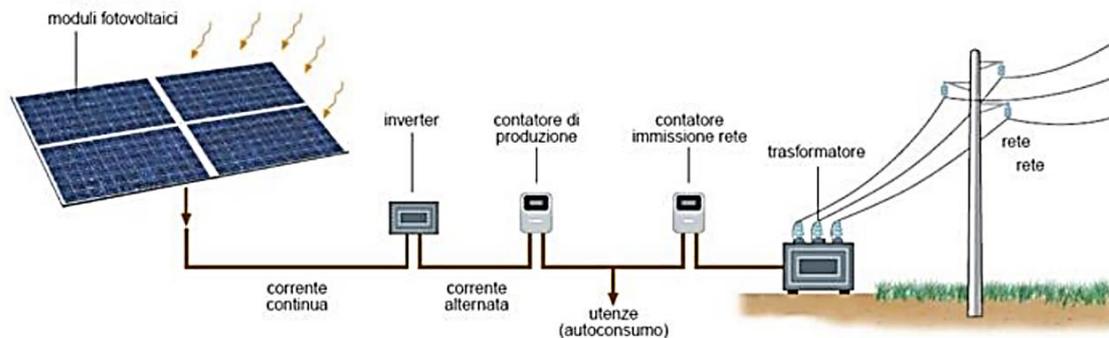


Figura 19 Schema impianto fotovoltaico connesso alla rete (14)

Il portafoglio comprende 100 impianti ad inseguimento per un totale 400 tracker a singolo asse. Si trovano installati moduli fotovoltaici provenienti da due case manifatturiere differenti che per motivi di privacy, verranno rinominati modulo di tipo A e modulo di tipo B per farne distinzione. Nel Portfolio 300 tracker sono dotati ciascuno di 110 moduli di tipo A da 230 W_p , e gli altri 100 tracker hanno ciascuno 108 moduli di tipo B da 220 W_p . La corrente continua generata dai moduli montati su ogni tracker, viene trasformato con quattro inverter da 6kA in corrente alternata a 400V. Gruppi di quattro tracker sono collegati insieme in un quadro di campo da 100 kW. Pertanto, la potenza in uscita da 16 inverter è combinata in un unico quadro di campo. Un gruppo di quattro tracker definisce un impianto del Portfolio in esame. Ogni impianto è collegato separatamente alla rete elettrica nazionale in bassa tensione (400 V trifase) di proprietà del Distributore. Il potere di ogni impianto è di 99,66 kW. In totale il Portfolio conta una capacità installata di 9,9 MW_p installati su più di 40 ettari di terreno. Ogni sottosistema ha un contatore fiscale sul posto, nel mezzo dei quattro tracker, che viene misurato da Enel e su cui viene stimata l'energia prodotta e incentivata. Un secondo contatore fiscale è installato per ciascuno degli impianti nella cabina di cessione per misurare l'energia venduta alla rete. Successivamente un trasformatore, di proprietà del distributore, eleva la potenza erogata a 15kV e, dai trasformatori, viene erogata attraverso linee di trasmissione sotterranee alla sottostazione successiva.

In generale esistono numerose variabili in un impianto fotovoltaico (potenza, dimensione, geometria, tipo di tecnologia, esposizione ecc.) che ne determinano la sua unicità e diversità. Nel caso in analisi, gli impianti sono tutti identici ed è quindi possibili adottare un unico

schema che descriva esattamente ogni tipo di impianto. Ciò sarebbe stato impossibile nel caso di un insieme eterogeneo di impianti per i quali si sarebbe dovuto definire uno schema unico di impianto semplificato (Figura 19).

Oltre ai principali componenti chiaramente rappresentati nella Figura 17, si alternano sistemi per garantire la giusta protezione e il corretto funzionamento del sistema. Come regolato dalla normativa CEI 0-16, gli impianti connessi alla rete di distribuzione e trasporto nazionale devono garantire una certa qualità del servizio e inoltre proteggere l'impianto da eventuali squilibri e malfunzionamenti (buchi di tensione, variazioni di tensione, sovratensioni, variazioni di frequenza, armoniche, dissimmetrie della tensione trifase, etc.) della rete nazionale.

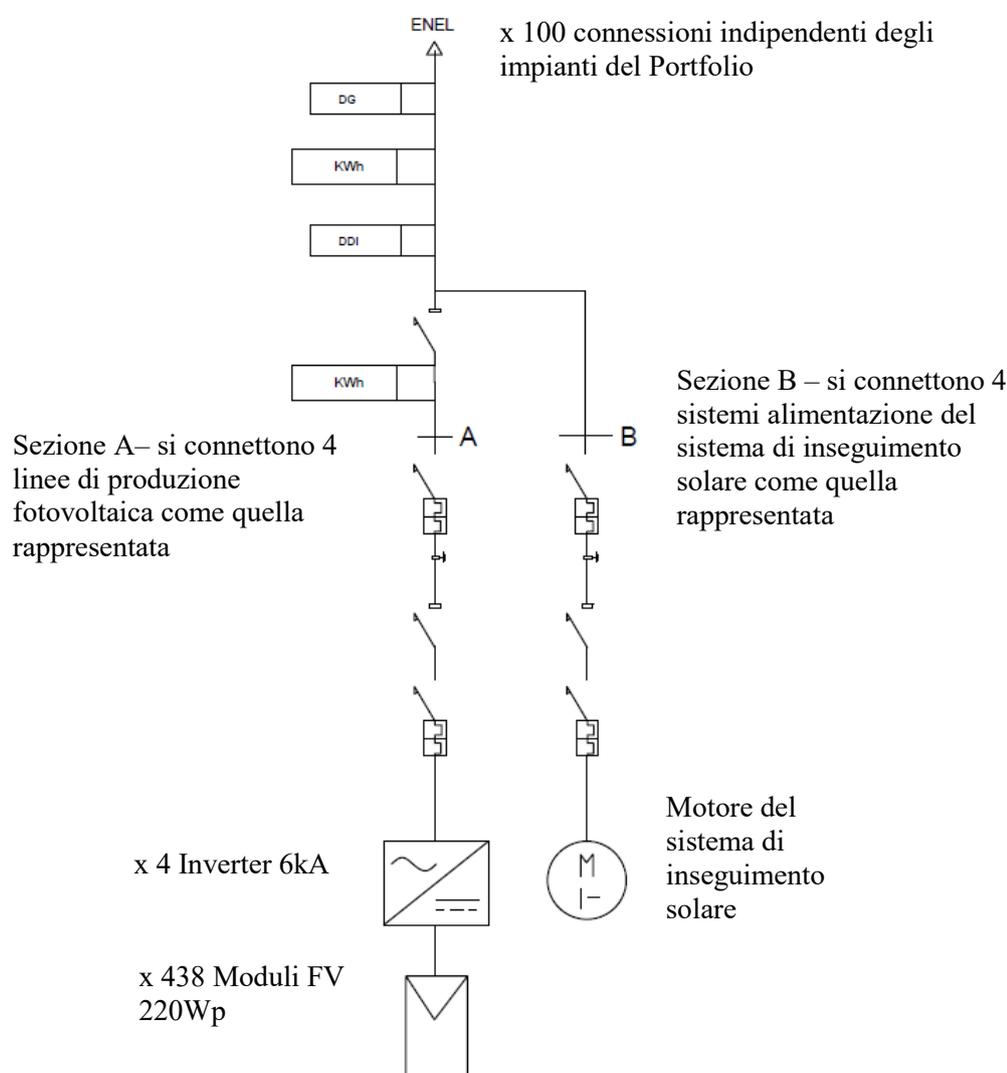


Figura 20 Schema generico impianto fotovoltaico appartenente al Portfolio

3.1.1 Campo fotovoltaico



Figura 21 Esempio di modulo fotovoltaico in silicio policristallino

L'organo produttore nel caso di impianti fotovoltaici è il modulo, o pannello, costituito da una connessione in serie e in parallelo di celle fotovoltaiche. Di conseguenza i moduli sono a loro volta connessi in serie e in parallelo per ottenere un tensione, un'intensità di corrente e quindi potenza, richiesti da progetto. I raggruppamenti di più moduli in serie danno luogo a strutture più complesse a cui si fa riferimento nella terminologia fotovoltaica con il nome di *stringa*. Collegamenti in parallelo di stringe di campo costituiscono il *campo fotovoltaico*.

Nel capitolo introduttivo sono stati già riviste le principali tecnologie adottate sul mercato, mondiale e italiano, di moduli fotovoltaici. Nel portfolio in esame sono stati installati pannelli al silicio policristallino, ad ora la tecnologia più largamente diffusa. Le celle al silicio policristallino si distinguono da quelle monocristalline per la struttura organizzata in grani localmente ordinati che la rendono non omogenea. I pannelli monocristallini, invece, sono costruiti a partire da sottili fette di silicio dalla struttura omogenea. Tipicamente l'efficienza dei pannelli fotovoltaici policristallini è inferiore a quella dei monocristallini: i primi hanno un'efficienza del 13%, mentre i secondi del 15%.

Nel Portfolio in esame sono stati installati due case di moduli fotovoltaici, che a scopo d'analisi verranno indicati con modulo A e modulo B. Per ogni impianto una vela ha montati moduli B mentre tutte le altre hanno moduli A. Per ogni vela sono installati 4 Inverter da 6000A. I 108 moduli di tipo B sono divisi in due stringhe di 28 moduli ($6,16kW_p$) collegati ai primi due inverter, e due stringhe di 26 moduli ($5,72kW_p$) sono collegate agli altri inverter. La

potenza di picco totale di un singolo tracker con moduli di tipo B installati è di 23,76kW_p. D'altra parte, i 110 moduli di tipo A sono divisi in due stringhe di 28 moduli ciascuna (6,44kW_p) collegate ai primi tre inverter e due stringhe da 26 moduli (5,98kW_p) collegate all'ultimo inverter.

Nella tabella sottostante sono riassunte alcune delle caratteristiche tecniche dei moduli utilizzati nel portafoglio.

| <i>Dati tecnici</i> | <i>Modulo tipo A</i> | <i>Modulo tipo B</i> |
|--|--------------------------------|--------------------------------|
| <i>Celle solari</i> | <i>Silicio Policristallino</i> | <i>Silicio Policristallino</i> |
| <i>N di celle per modulo</i> | 60 | 60 (6x10) |
| <i>Tensione ottimale (V_{mp})</i> | 29,8 V | 29,5 V |
| <i>Corrente ottimale (I_{mp})</i> | 7,66 A | 7,46 A |
| <i>Massima Potenza (P_{max})</i> | 230 W _p | 220 W _p |
| <i>Corrente di cortocircuito (I_{sc})</i> | 8,15 A | 8,05 A |
| <i>Efficienza del modulo (%)</i> | 13,1 % | - |

Tabella 4 Dati tecnici dei moduli presenti nel Portfolio in esame

3.1.2 Connettori fotovoltaici

I connettori fotovoltaici sono gli elementi conduttori, principalmente in rame, isolati all'esterno da una struttura in plastica, che permettono la connessione in serie tra i moduli. Sono commercializzati a coppie maschio e femmina come rappresentato in Figura 21.



Figura 22 Esempio di connettore fotovoltaico

Essi sono sottoposti ai fenomeni atmosferici e devono perciò essere resistenti a elevati cicli di stress. Tuttavia, sono componenti soggetti frequentemente a deterioramento e ossidazione. Spesso sono richiesti interventi per sostituire cavi di stringa e connettori a causa di danni fisici o basso isolamento. In altri casi sono richieste riconessioni frequenti in campo a causa di una cattiva connessione della coppia maschio femmina dei connettori. L'allentamento delle connessioni può essere causato da forti raffiche di vento o interferenze con le attività di manutenzione ordinaria come quella di falciatura dell'erba sotto le file dei moduli. Ciò comporta un arresto involontario della stringa su cui si trova il cavo e il connettore da sostituire o ricollegare. Alcuni interventi sui connettori avvengono per problemi non direttamente connessi a questi elementi. È il caso di connettori disconnessi per isolare moduli danneggiati e mettere in sicurezza la produzione e le altre componenti impiantistiche.

3.1.3 Tracker o sistemi di inseguimento solare

I tracker, in italiano inseguitori solari, vengono progettati per massimizzare la quantità di radiazione che colpisce il pannello fotovoltaico, inseguendo lo spostamento apparente del Sole nel cielo. Gli inseguitori sono classificati come mono o bi-assiali: nel primo caso il movimento avviene lungo un unico asse mentre nel secondo lo spostamento gioca su due gradi di libertà anziché uno ed è quindi più efficiente. Nel primo caso in base all'orientazione dell'asse si possono distinguere quattro tipi di inseguitori: inseguitori a tilt, inseguitori di rollio, inseguitori azimut e inseguitori ad asse polare.

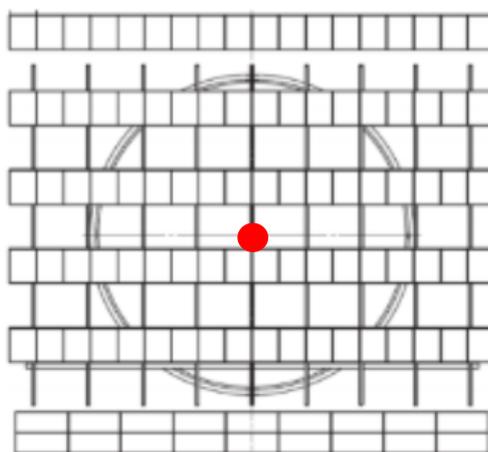


Figura 23 Vista dall'alto della vela di moduli con tracker mono-assiale con asse verticale

Il Portfolio in esame è costituito da 400 sistemi di tracking. Il sistema di tracking ruota lungo il suo asse verticale ed appartiene quindi alla classe di inseguitori 'azimut' (Figura 22). Gli inseguitori di azimut ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo. I pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del Sole da est a ovest durante il giorno. Il sistema di controllo del movimento elabora segnali emessi da un orologio. Ogni dieci minuti, il motore di azionamento controlla i componenti per adattare l'orientazione della vela alla nuova posizione del sole entro un minuto. Dopo il tramonto il sistema torna alla posizione iniziale. I tracker sono dotati di un sistema di controllo PLC, trasmissione a catena con motore elettrico e un ingranaggio planetario. La struttura della vela conta un'area di 160 m² di superficie inclinata con un angolo fisso di 38°. In fase progettuale è stata stimato un aumento della produzione di energia del 30% rispetto a un sistema fisso orientato a sud. Tuttavia, la struttura risulta pesante e numerosi sono gli interventi che richiedono il reset del sistema di inseguimento per perdita dei riferimenti, a causa di errori del software o dei sensori, o che riguardano la manutenzione alla catena di trasmissione e al motore elettrico, addetti alla movimentazione meccanica della struttura.

3.1.4 Quadro di campo

Nel quadro di campo si effettuano le connessioni in parallelo delle stringhe. In esso sono installati sistemi di monitoraggio, per controllare a livello di stringa i parametri di produzione, e le protezioni che consentono di tutelare le componenti dell'impianto a monte e a valle del quadro di campo da sovracorrenti dirette o inverse (fusibili, diodi di blocco, interruttori magnetotermici, l'interruttore differenziali, etc.).

I fusibili sono in grado di interrompere il flusso di corrente se questa supera una soglia prefissata. Sono costituiti da un contenitore isolante in porcellana o in vetro percorso da un filo metallico conduttore che unisce i terminali di contatto. Il filo è dimensionato in modo tale da fondere se la corrente che lo attraversa supera un certo valore limite. All'interno si trova sabbia o altro materiale isolante che spegne l'arco elettrico che può formarsi dopo l'apertura del circuito nel caso di elevate correnti. In caso di intervento di un fusibile è necessario rimuovere dal supporto il contenitore e sostituirlo con uno nuovo.



Figura 24 Esempio di fusibile fotovoltaico

Gli interruttori magnetotermici sono dispositivi, come i fusibili, in grado di interrompere il flusso di corrente elettrica in un circuito elettrico in caso di sovracorrente causata da un corto circuito o da un sovraccarico. La rilevazione di questo evento avviene per mezzo di un solenoide avvolto su una barra magnetica, in pratica un *relè*. L'elevato impulso di corrente induce un campo magnetico che attira un'ancorina, la quale provoca l'apertura dell'interruttore. Gli interruttori magnetotermici sostituiscono sia gli interruttori termici che i fusibili, in quanto hanno il vantaggio di poter essere facilmente riarmabili azionando una leva o premendo un pulsante. Impianti fotovoltaici che hanno tre o più stringhe collegate, come tutti gli impianti del portafoglio in esame, necessitano di una protezione per ciascuna stringa danneggiata così che il resto dell'impianto fotovoltaico possa continuare a produrre elettricità. Poiché nel Portfolio sono applicati dei mini-inverter, le protezioni in DC sono contenute all'interno dell'inverter stesso. I dispositivi di protezione e i cavi devono essere dimensionati al 125% della massima corrente del circuito (corrente a corto circuito del pannello I_{sc} misurata in condizioni standard di temperatura e irraggiamento: 25°C e 1000 W/m²) come regolato dalla normativa EN 7671.



Figura 25 Esempio di interruttore magnetotermico

Un'ulteriore protezione imposta dalla normativa è il sezionatore DC. La generazione deve essere stabile e affidabile e per questo in caso di guasti, i moduli vengano scollegati nel punto di alimentazione. I sezionatori consentono la disconnessione sicura anche sotto carico. Le norme (44) richiedono che i sezionatori vengano posti su entrambi i lati degli inverter e per questo devono essere in grado di sostenere una capacità di commutazione del carico adatta su entrambi i lati DC e AC. Per quanto riguarda il lato DC, spesso i sezionatori sono presenti già integrati nell'inverter, come nel caso in esame, ma sono raccomandati anche all'interno del quadro di campo per poter disconnettere in modo selettivo le singole stringhe. Questi sistemi sono solitamente interruttori automatici magnetotermici di cui è già stata fornita una breve descrizione in precedenza.

3.1.5 Scaricatori di sovratensione

L'impianto fotovoltaico deve essere dotato da normativa CEI 62305-1/41 di opportuni limitatori di sovratensione, o SPD (Surge Protection Device), in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose e proteggere singoli componenti, ad esempio in caso di fulminazione diretta o indiretta. Nel caso appena citato come esempio, i moduli fotovoltaici possono essere sottoposti a tensioni indotte localizzate fra conduttori e terra (modo comune) o tra due conduttori (modo differenziale). Queste tensioni inducono correnti transitorie dannose di diversa entità. Gli SPD sono distinti in classi a seconda dell'intensità della corrente che sono in grado di scaricare e dei parametri di forma d'onda dell'impulso. Ad esempio, gli SPD di classe I sono provati per correnti di impulso uguali o maggiori a 10 kA. Possono essere posizionati all'arrivo delle linee di alimentazioni esterne o all'ingresso degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato del sistema. Nella pratica, si usa installare gli scaricatori di sovratensione subito in ingresso al quadro elettrico dove si effettua il parallelo delle stringhe garantendo il loro collegamento a terra. Nel caso in esame si trovano SPD di classe 3.



Figura 26 Esempio di limitatore di sovratensione (SPD)

3.1.6 Inverter

I pannelli fotovoltaici producono corrente continua che per mezzo dell'inverter viene trasformata in corrente alternata a 50 kHz per poter essere immessa in rete. Gli inverter solari hanno caratteristiche speciali ideate per l'accoppiamento con campi fotovoltaici e hanno efficienze superiori al 95%. Nel caso in esame gli inverter installati hanno un'efficienza massima del 96,1%. La curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente da condizioni ambientali esterne quali l'irraggiamento solare, la temperatura dell'aria e dalla velocità del vento, che influiscono sulla temperatura del modulo e sull'efficienza di conversione fotovoltaica. I valori di produzione quindi, si modificano continuamente al variare delle stagioni e nell'arco della giornata stessa. Per poter produrre la massima potenza in ogni situazione, l'inverter deve pertanto ricercare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica. Il punto di funzionamento ottimale si chiama Maximum Power Point (MPP) e la funzione di Max Power Point Tracker (MPPT), proprio degli inverter solari, è estremamente importante per il rendimento energetico dell'impianto. Negli inverter vi sono anche sistemi di monitoraggio dei parametri operazionali di produzione, e sistemi di protezione incorporati.

In questo portafoglio vengono utilizzati per ogni tracker quattro inverter di stringa da 6000A con una potenza di picco in CA di 6,5 kW. Ciascuno degli inverter è un inverter monofase collegato a un sistema trifase. Il progetto segue il concetto di architettura distribuita. L'uso di inverter di stringa in medie dimensioni significa che ogni stringa, o coppie di stringe, ha il proprio inverter ed è infatti come un sistema fotovoltaico separato. Gli inverter di stringa dispongono di un inseguitore MPP (Maximum Power Point) dedicato per stringa mentre gli

inverter centrali possiedono un unico inseguitore MPP per tutto il campo fotovoltaico. Questa architettura benché possa risultare in alcuni casi più costosa rispetto a una che preveda un singolo inverter in cui convogliano tutte le stringhe, risulta più funzionale. Infatti, riduce la penalizzazione causata dall'ombreggiamento dei pannelli di una singola stringa rispetto alle altre, e inoltre, in caso di guasto dell'inverter, se ne limita il peso, in termini di produzione energetica persa, sulla produzione totale.

Lo standard CEI0-21 impone sulla rete BT, una potenza massima sbilanciata su un sistema trifase di 6 kW su una delle tre fasi. Per impegnarsi con la norma, il quarto inverter di ciascun tracker è collegato a una delle tre fasi. Il cablaggio dalla scatola dell'inverter è collegato alla centrale principale in cui il trasformatore 16x630kVA trasforma la tensione da 400 V a 15 kV.



Figura 27 Esempio di inverter di stringa a sinistra e di inverter centralizzato a destra

3.1.7 Interruttore automatico AC

L'AC Circuit Breaker è solitamente un interruttore magnetotermico che permette l'esclusione dei carichi scollegando fisicamente i terminali di alimentazione di rete. In questo modo è possibile mantenere l'intero impianto escluso dalla rete se necessario.

3.1.8 Interfaccia di rete

L'installazione dell'interfaccia di rete, o dispositivo di interfaccia, è richiesta dalla normativa CEI 0-16 per impianti di produzione connessi alla rete. Soprattutto in caso di impianti

fotovoltaici, la cui produzione non è programmabile e quindi di natura irregolare e discontinua, deve dotarsi di un sistema di protezione che tuteli la rete di distribuzione, a cui l'impianto è connesso, nel caso in cui la rete sia satura di energia o in caso manchi tensione o alcuni parametri (soprattutto tensione) della rete siano fuori asse. Per tutti gli impianti maggiori di 20kW, o con più di tre inverter, l'interfaccia di rete deve essere installata a parte. Infatti, in alcuni casi è possibile trovare il dispositivo di interfaccia e quello generale, illustrato nel prossimo paragrafo, congiunti ad un unico dispositivo di protezione. Il sistema d'interfaccia deve essere periodicamente controllato (5 anni) da normativa.

3.1.9 Interruttore generale AC

L'interruttore generale dell'impianto viene posto a monte dell'interfaccia di rete, nel punto che immediatamente precede l'immissione in rete della corrente elettrica. L'interruttore generale, spesso motorizzato, viene accompagnato con un differenziale per proteggere il sistema da guasti a terra. Infatti, in caso di un guasto dell'interruttore o di una sua entrata in funzione può causare la perdita totale dell'energia generata dal sistema fotovoltaico. L'interruttore generale AC è sottoposto a manutenzioni ordinarie programmate.

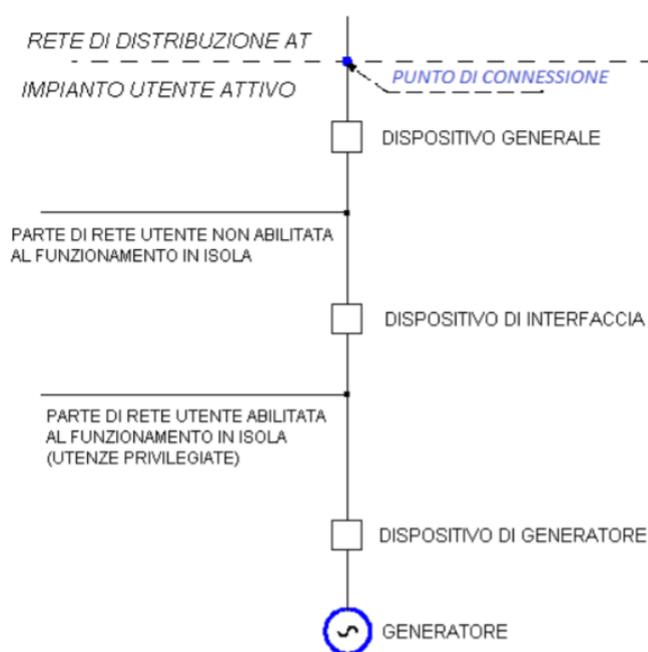


Figura 28 Configurazione dell'impianto d'utenza attivo secondo CEI 0-16 (44)

3.1.10 Contatore

Negli impianti di produzione di grandi dimensioni vengono inseriti due contatori fiscali. Un primo contatore, che si occupa di contabilizzare l'energia generata in BT al netto delle perdite del sistema di trasformazione e distribuzione, viene installato a monte dell'interfaccia di rete. Un secondo contatore viene invece installato nel punto che precede l'immissione in rete in MT dell'energia elettrica, a monte dell'interruttore generale. Quest'ultimo deve essere bidirezionale in modo da contabilizzare l'energia effettivamente immessa e quella prelevata per l'alimentazione degli ausiliari. Il primo contatore è quello su cui vengono applicate le tariffe incentivanti dei Conti Energia, mentre l'energia contabilizzata dal secondo viene venduta sul mercato a prezzo di mercato o per mezzo di contratti con PPA (Power Purchase Contract: contratti tra un fornitore e un acquirente, tipicamente un grande acquirente/trader di energia elettrica).

3.2 Conteggio componenti

Ai fini dell'analisi di affidabilità (Reliability) è necessario definire il numero di elementi di ciascun componente del campo fotovoltaico, in modo da poter applicare il modello di studio descritto precedentemente nel Paragrafo 2.1.

Viene utilizzato uno schema standardizzato per il conteggio dei componenti coerente e affidabile col caso reale. Di seguito viene proposta la tabella riassuntiva: sono presentati i conteggi considerando l'intero Portfolio e i singoli impianti che lo compongono, che per scelta del progettista, hanno tutti la stessa configurazione.

| <i>Componenti</i> | <i>Portfolio</i> | <i>Sotto-impianto</i> |
|-------------------------------------|---------------------|----------------------------|
| <i>Potenza</i> | 9,9 MW _p | 99,66 kW _p |
| <i>Moduli PV</i> | 43800 | 330 (tipo A) + 108(tipo B) |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 43800 | 438 |
| <i>Inverter</i> | 1600 | 16 |
| <i>Tracker</i> | 400 | 4 |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | 1600 | 16 |
| <i>Sezionatore AC</i> | 900 | 9 |
| <i>Scaricatori di Sovratensione</i> | 800 | 8 |
| <i>Interfaccia di Rete</i> | 100 | 1 |
| <i>Interruttore Generale AC</i> | 100 | 1 |

Tabella 5 Numero di componenti nel portafoglio di impianti in esame

3.3 Tasso di guasto

L'affidabilità degli impianti è legata al tasso di guasto associato ad ogni componente. Questo dato è raccolto da ricerche effettuate reperibili in letteratura. Alcuni dati sono stati ricavati da campagne sperimentali, come è il caso dei tassi di guasto dei pannelli fotovoltaici, altri sono ricavati da modelli simulativi Monte Carlo. Alcuni dati provengono dalla normativa militare americana MIL-HDBK-NOTICE-2, pubblicata dal Dipartimento della Difesa americano e presenta il metodo e i valori per poter calcolare il tasso di guasto della maggior parte degli elementi elettrici ed elettronici. Va fatto presente che la tecnologia fotovoltaica è relativamente ancora una tecnologia giovane e le conclusioni di campagne sperimentali condotte sui componenti che la costituiscono, eseguite su un arco di tempo che può essere considerato significativo, si stanno concludendo in questi anni. Inoltre, è evidente che i valori confrontati tra di loro sono molto discostanti. Per questo, a parte eventuali altre considerazioni, verrà preso il valore mediano, ritenuto dare più affidabilità e consistenza all'analisi.

Il failure rate, o failure rate in time (FIT) viene convenzionalmente indicato con la lettera λ e l'unità di misura adottata è "guasti/ 10^6 h" o "guasti/anno". Tale tasso, per come esso viene valutato all'interno della normativa MIL-HDBK-NOTICE-2, è differente per ogni tipo di componente e dipende da altri parametri relativi alle condizioni ambientali di esercizio che ne influenzano la resistenza. Infatti, un componente elettronico utilizzato in condizioni non ottimali avrà un tasso di guasto più elevato rispetto a un componente che lavora in condizioni standard. Questi parametri sono: temperatura di operazione, stress elettrico, qualità dell'elemento, ambiente di utilizzo, tipo di utilizzo, tipo di contatto ecc. Inoltre, va precisato che la normativa è risalente al 1995. Al fine di considerare lo sviluppo tecnologico degli ultimi 25 anni, è stimato che tutti i componenti siano di tipo militare e di qualità elevata.

Di seguito sono presentati i calcoli e i riferimenti per il calcolo del tasso di guasto dei vari componenti.

3.3.2 Tasso di guasto dei moduli fotovoltaici

Essendo la normativa MIL-HDBK-NOTICE-2 del 1995, non comprende studi sui moduli fotovoltaici. Il tasso di guasto dei pannelli fotovoltaici è stato quindi preso da uno studio sulla probabilità di fallimento dei sistemi fotovoltaici in Giappone condotta su un campione di più

di 1000 impianti di media taglia tra il 1999 e il 2006. Il numero di pannelli analizzato è eguale a 150.000 unità. Sono stati riscontrati 52 problemi ai moduli fotovoltaici in sette anni di studio. Da questo numero si estrae un approssimato tasso di guasto equivalente a:

$$\lambda_{\text{Mod}} = 0,0152 \text{ [Guasti/10}^6\text{h]} \quad \text{Eq. 11}$$

Tuttavia, in letteratura sono presenti ulteriori tassi di guasto che si scostano da quello indicato dallo studio giapponese.

Dati da letteratura sui tassi di guasto dei moduli FV [guasti/10⁶h]

| | | | | | | | | | | |
|---------------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| <i>Moduli</i> | 0,0046 | 0,015 | 0,015 | 0,025 | 0,035 | 1,4 | 3,2 | 4,6 | 24 | 26 |
| <i>PV</i> | [45] | [46] | [47] | [48] | [48] | [49] | [50] | [51] | [52] | [53] |

Tabella 6 Tassi di guasto da letteratura per pannelli FV

La mediana dei valori (scelta al posto della media perché diminuisce l'incertezza dei dati raccolti) è di $\lambda_{\text{Mod_med}} = 0,71$ guasti/10⁶h. Risulta un tasso di guasto medio all'anno, considerando 8,5 ore di tempo medio all'anno di funzionamento al giorno dell'impianto, di 0,0022 guasti all'anno. Tuttavia, considerando solo gli studi che coinvolgono moduli in silicio policristallino si giunge a un tasso di guasto di 0,0000465 guasti all'anno.

3.3.3 Tasso di guasto dei connettori

Il tasso di guasto dei connettori calcolato attraverso la normativa americana MIL, è la risultante, come espresso dalla formula sottostante, del prodotto di due fattori: fattore ambiente (π_E) e fattrice applicazione (λ_b).

$$\lambda_{\text{Con}} = \lambda_b \cdot \pi_E \quad \text{Eq. 12}$$

| <i>Connettori</i> | <i>Applicazione λ_b</i> | <i>Ambiente π_E</i> |
|---------------------|--|------------------------------------|
| <i>Parametro</i> | <i>Clip termination</i> | <i>Non coperto</i> |
| <i>Coefficiente</i> | <i>0.00012</i> | <i>7</i> |

Tabella 7 Tabella per calcolo λ_{Con} secondo la normativa americana MIL

$$\lambda_{Con} = 0,00024 \text{ [guasti/10}^6\text{h]} \quad \text{Eq. 13}$$

Per quanto riguarda studi statistici [54;55;56;45;48] il tasso di guasto è sempre basso e varia da un minimo di 0,00024 guasti/10⁶h a un massimo di 0,45 guasti/10⁶h. Si assume un tasso di guasto medio all'anno, calcolato come descritto in precedenza, di 0,0000007 faults l'anno ($\lambda_{Con} = 0,00024 \text{ [guasti/10}^6\text{h]}$).

Insieme ai guasti ai connettori, spesso, come vedremo nell'analisi sperimentale, si aggiungono i guasti ai cavi. Per informazione si riporta il valore di tasso di guasto dei cavi DC e AC dallo studio (48): $\lambda_{C,DC} = 0,002$ e $\lambda_{C,AC} = 0,013$.

3.3.4 Tasso di guasto degli interruttori automatici AC

Nel caso in esame nei quadri di campo sono stati utilizzati tutti interruttori automatici magnetotermici attraversati da AC. Secondo la normativa americana il tasso di guasto è calcolato secondo la seguente relazione tra fattori:

$$\lambda_{IAC} = \lambda_b \cdot \pi_C \cdot \pi_E \cdot \pi_U \cdot \pi_Q \quad \text{Eq. 17}$$

| <i>Interruttore AC</i> | <i>Tipo</i> | <i>Configurazione</i> | <i>Ambiente</i> | <i>Utilizzo</i> | <i>Qualità</i> |
|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------|
| <i>Parametro</i> | <i>Magnetotermico</i> | <i>SPST</i> | <i>Coperto non condizionato</i> | <i>Di Potenza/non di potenza</i> | <i>Media</i> |
| <i>Coefficiente</i> | <i>0,34</i> | <i>1</i> | <i>2</i> | <i>2,5</i> | <i>5</i> |

Tabella 8 Tabella per il calcolo di λ_{IAC} dell'interruttore AC secondo la normativa americana MIL

$$\lambda_{IAC} = 8,5 \text{ [Guasti/10}^6\text{h]} \quad \text{Eq. 18}$$

Mentre in letteratura si trovano due valori differenti, inferiori rispetto alla normativa americana, di 0,4 guasti/10⁶h [45] e di 5,7 guasti/10⁶h [46]. Considerando per questi tre valori un valore mediano di 5,7 guasti/10⁶h, si ottiene un tasso di guasto medio all'anno di 0.017.

3.3.5 Tasso di guasto dei sezionatori AC

La letteratura fa differenza tra sezionatori in DC e in AC, come viene fatta tra cavi in DC e cavi AC. Considerando gli studi già citati, risulta un tasso di guasto mediano di 0,2 guasti/10⁶h per i sezionatori DC e 0,034 guasti/10⁶h per i sezionatori in AC. Dall'altra parte, la formula proposta dalla normativa americana è la medesima per entrambe le applicazioni dei sezionatori ed è la seguente:

$$\lambda_{SDC,SAC} = \lambda_b \cdot \pi_L \cdot \pi_E \cdot \pi_C \cdot \pi_Q \quad \text{Eq. 19}$$

| <i>Sezionatori AC</i> | <i>Tipo</i> | <i>Stress Elettrico</i> | <i>Ambiente</i> | <i>Contatto</i> | <i>Qualità</i> |
|-----------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|
| <i>Parametro</i> | <i>Rotativo a leva</i> | - | <i>Coperto non condizionato</i> | - | <i>Media</i> |
| <i>Coefficiente</i> | <i>0,11</i> | <i>1,15</i> | <i>3</i> | <i>1</i> | <i>1</i> |

Tabella 9 Tabella per il calcolo di $\lambda_{SAD,SAC}$ secondo la normativa americana MIL

$$\lambda_{SAD,SAC} = 0,3795 \text{ [Guasti/10}^6\text{h]} \quad \text{Eq. 20}$$

Considerando complessivamente un tasso di guasto mediano di 0,206 guasti/10⁶h, il tasso di guasto medio all'anno risulta di 0,00064 guasti/anno.

3.3.6 Tasso di guasto degli Inverter

Per calcolare il tasso di guasto degli inverter non può essere utilizzata la normativa americana in quanto quest'ultima analizza i tassi di guasto dei singoli componenti degli inverter (condensatori, induttori, resistori, diodi e MOSFET). I tassi di guasto ritrovati in letteratura sono riportati nella seguente tabella.

Dati da letteratura sui tassi di guasto degli inverter [guasti/10⁶h]

| | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| <i>Inverter</i> | 7,6 | 11 | 13 | 12,6 | 15,1 | 18,4 | 20 | 27 | 40 | 40 | 57 | 180 |
| | [49] | [51] | [50] | [48] | [48] | [48] | [53] | [57] | [58] | [59] | [51] | [45] |

Tabella 10 Tassi di guasto da letteratura per inverter in applicazioni fotovoltaiche

Considerando un valore mediano di 19,2 guasti/10⁶h si calcola un tasso di guasto medio l'anno di 0,059 guasti. Tuttavia, considerando gli studi sugli inverter di stringa si prende in considerazione un tasso di guasto annuo di 0,046.

3.3.7 Tasso di guasto dei tracker

Nella normativa americana, non vi sono riferimenti per il calcolo di λ dei sistemi di inseguimento solare, essendo uno studio generico sui componenti elettrici ed elettronici datato al 1995.

In letteratura, lo studio [60] presenta un'analisi condotta su 6 impianti fotovoltaici con sistema di solar tracking in Spagna, per un totale di 225 sistemi di inseguimento solare (10MW). I risultati mostrano una percentuale riconducibile ai guasti dei sistemi di inseguimento che varia dal 29% al 60% sul totale dei guasti registrati in un anno. I valori del tasso di guasto medio per anno vanno da 0,42 a 1 guasto/anno. Considerando il valore mediano di 0,49 guasti l'anno, si calcola un valore di guasto del singolo elemento ogni 10⁶ ore eguale a:

$$\lambda_{TR} = 0,624 \text{ [Guasti/10}^6\text{h]} \quad \text{Eq. 21}$$

3.3.8 Tabella riassuntiva dei tassi di guasto dei componenti

| <i>Componenti</i> | <i>Tasso di guasto (λ_i) dei componenti</i> | |
|-----------------------------------|--|-------------------------------|
| | λ_i [10^{-6} Guasti all'ora] | λ_i [Guasti all'anno] |
| <i>Moduli PV</i> | 0,015 | 0,000046 |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 0,00024 | 0,0000007 |
| <i>Inverter</i> | 15,1 | 0,059 |
| <i>Tracker</i> | 0,624 | 0,0019 |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | 5,7 | 0,017 |
| <i>Sezionatore AC</i> | 0,206 | 0,00064 |

Tabella 11 Tabella riassuntiva dei tassi di guasto dei componenti di un impianto fotovoltaico

3.4 Implementazione dell'Analisi dell'Albero dei guasti

Per implementare l'analisi di disponibilità e affidabilità del sistema bisogna definire le interdipendenze tra i vari componenti e come un guasto può propagarsi nel sistema. L'albero dei guasti (Fault Tree), come già anticipato nel Paragrafo 2.2, utilizza una rappresentazione a schema logico del sistema in esame. Il risultato è una mappa booleana e la rappresentazione dei collegamenti e delle relazioni degli elementi che lo costituiscono.

3.4.2 Definizione del "Top Event"

Come top event in questo caso viene scelta la perdita di produzione, in termini energetici, che causa una decrescita del PR, Performance Ratio del sistema fotovoltaico. Le performance dell'impianto sono fondamentali per l'investitore che, in fase di finanziamento ha stimato il rientro del capitale entro un periodo di tempo definito Pay Back Time. Se le performance dell'impianto seguono le previsioni definite in fase di finanziamento (PR Budget) allora il sistema è in grado di sostenersi dal punto di vista economico. Naturalmente un sistema che si

sostiene dal punto di vista economico implica una corretta progettazione tecnica e un corretto funzionamento durante la vita utile dell'impianto.

3.4.3 Performance Ratio

La performance ratio, indice delle prestazioni di un sistema fotovoltaico, è calcolato seguendo la seguente formula:

$$PR = \frac{E}{H \cdot S \cdot h_i} [\%] \quad \text{Eq. 22}$$

Ove E è l'energia generata in kWh, H è l'energia solare misurato in kWh/m² sul piano dei moduli tramite dei sensori, S è la superficie utile del modulo fotovoltaico, e h_i è l'efficienza di conversione dei pannelli ovvero il rapporto tra l'energia solare raccolta dalla superficie dei pannelli e la potenza di picco in kW. La formula coinvolge l'irraggiamento solare, fonte primaria per il funzionamento dell'impianto FV: in assenza di sole la produzione sarà minore o assente ma se l'impianto è in grado funzionare correttamente il PR rimane nella media. Così come formulato, la performance ratio, permette quindi di identificare quando la mancata o minor produzione di energia sia legata a un guasto e malfunzionamento del sistema o di un suo componente, e non alla mancanza di irradiazione solare. Esso è utilizzato come indicatore dell'efficienza del sistema nel suo assetto globale. Può accadere che il PR scenda sotto la soglia media quando avviene un guasto ad un inverter, e quindi parte della produzione venga persa, o quando, a causa di difetti ai moduli, diminuisce l'efficienza di conversione dei moduli dell'energia solare in energia elettrica. L'importanza del Performance Ratio in un sistema connesso alla rete, gli standards e altre metodologie per il calcolo sono trattati nel seguente articolo scientifico [61].

Un PR mensile per un generico impianto in silicio policristallino si aggira attorno al 75-85%, secondo i dati raccolti da Vector Cuatro in questi anni di gestione di impianti fotovoltaici. Vi sono casi in cui il PR aumenta sopra il 90% ma questi sono da ricondurre per lo più a una mancata manutenzione dei piranometri che di conseguenza registrano un irraggiamento solare minore rispetto alle reali quantità e quindi fanno innalzare il PR. Impianti con porzioni di impianto staccate per problemi ai moduli possono raggiungere PR mensili del 30% fino a un arresto totale della produzione.

Nel caso in esame per il Portfolio è stato stimato dal 2017 al 2019 un PR da budget che segue l'andamento del grafico sottostante:

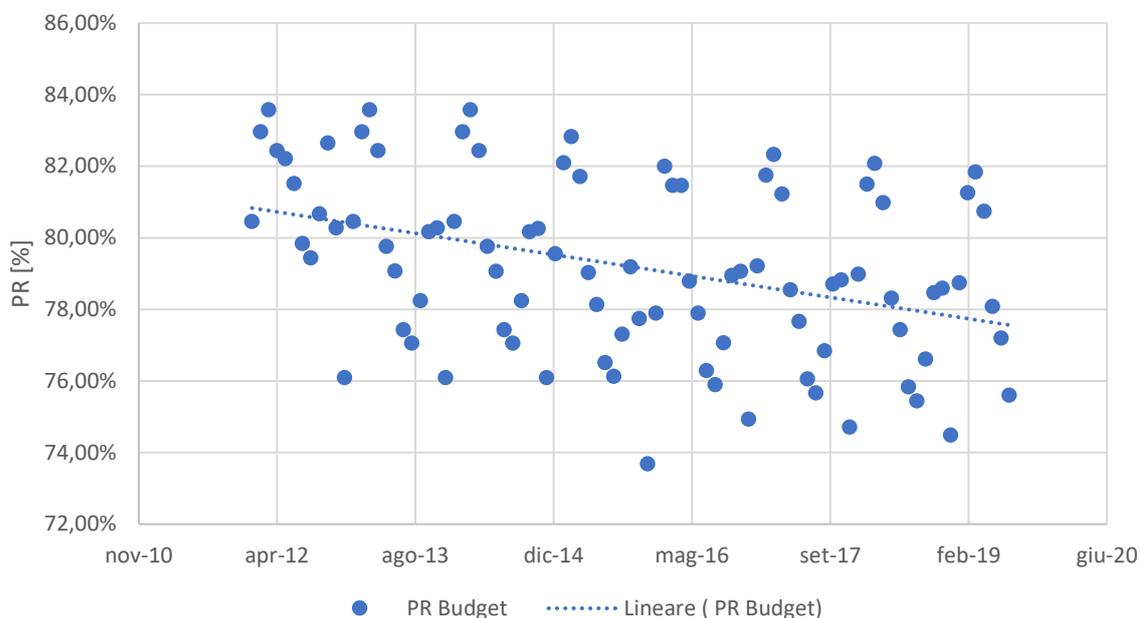


Figura 29 Evoluzione teorica del PR del Portfolio in esame

Ovviamente la stima, effettuata in fase di finanziamento, tiene conto del naturale grado di deterioramento dell'impianto e perciò, se viene tracciata l'intercetta lineare dei punti (linea tratteggiata nella Figura 29), essa assume un andamento decrescente nel tempo. Il PR richiesto in fase di finanziamento si sposta da un 81% a un 78% circa, dall'inizio del 2012 alla prima metà del 2019. Attualmente considerando un PR medio richiesto nel 2018 del 78,23%, un irraggiamento solare medio annuo di 168,18kWh/m² e una potenza del Portfolio di 9,915MW, si ricava una produzione energetica media annua richiesta di 1303986,32kWh. Considerando il portafoglio composto da 100 sotto-impianti ad ogni impianto corrisponde una produzione di circa 1304kWh al mese. Tuttavia, risulta dalle indagini sperimentali che il PR dell'impianto non soddisfa il budget e per questo si applica la seguente indagine sull'affidabilità e disponibilità del campo fotovoltaico.

3.4.4 Schema logico

Nonostante, come mostrato in Figura 19, l'impianto abbia una connessione in parallelo tra il sistema di produzione e conversione di energia da DC a AC e il motore del sistema di tracking, lo schema logico dell'impianto verrà sviluppato in serie. Di fatto, una connessione in serie, per quanto concerne l'affidabilità, non costituisce obbligatoriamente una rete di connessioni fisiche degli elementi dell'impianto anch'essa in serie, ma essa è una rappresentazione dell'effetto diretto che un componente ha sulla catena di componenti che costituiscono l'intero sistema. Infatti, basta la rottura o il malfunzionamento di un componente lungo la catena di tutti i componenti, per provocare una riduzione nella produzione di energia elettrica e quindi un abbassamento del PR.

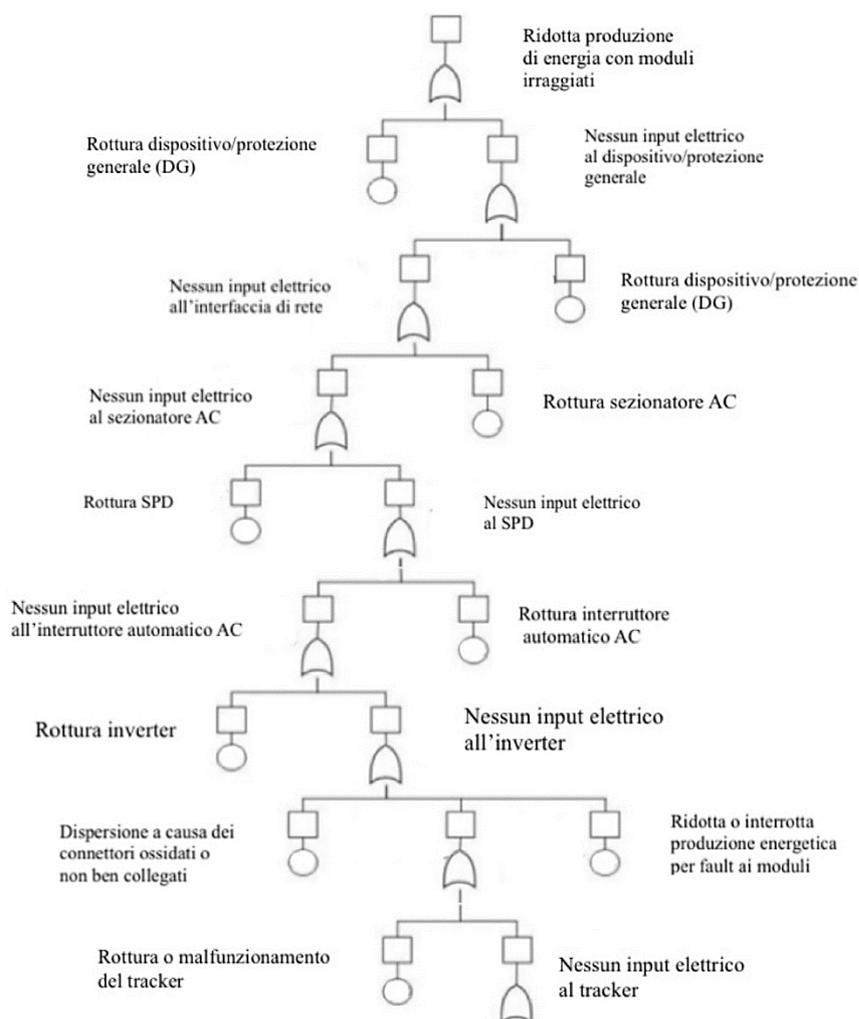


Figura 30 Schema logico applicato al caso reale

Nella figura 30 viene rappresentato l'albero di guasto che raffigura la rete causale collegata all'evento radice. Più specificatamente descrive quali guasti devono avvenire affinché si verifichi una riduzione nella produzione di energia.

3.4.5 Assunzioni

Prima di applicare FTA è utile descrivere nel dettaglio le assunzioni e le ipotesi alla base dell'analisi.

- Il Top Event, cioè una riduzione della produzione dell'energia, che sia parziale o totale, in presenza di irraggiamento solare, è di tipo booleano/binario. Con questa ipotesi si assume che l'evento o accade o non accade;
- L'analisi teorica applicata al Portfolio si limita al calcolo della reliability e del tasso di guasto totale dell'impianto e quindi del MTTF del sistema stesso. Per quanto riguarda il calcolo della disponibilità e del tempo di riparazione verrà condotta una successiva analisi. Entrambi i risultati saranno confrontati con i dati sperimentali raccolti dai report mensili dell'O&M;
- Gli eventi di guasto sono considerati indipendenti e non mutuamente escludenti ovvero gli eventi accidentali non sono collegati e non si impediscono l'un l'altro;
- Gli eventi che compongono l'impianto fotovoltaico si ipotizzano essere stati dimensionati e installati correttamente;
- Il tasso di guasto/fallimento è considerato costante in quanto l'analisi è condotta nel periodo di vita utile dell'impianto e delle sue componenti (vedi Figura 17)

3.4.6 Calcolo del Minimal Cut Set

L'albero dei fault deve essere convertito in un'espressione booleana e poi in un'equazione probabilistica. Gli eventi di base sono collegati da porte OR, quindi la costruzione dell'equazione booleana risulta facile e rappresentata come segue:

$$TOP_{Event} = ((TR) + (PV + CON) + INV + SPD + IAC + SAC + DDI + DG) \quad \text{Eq. 23}$$

Un Cut Set è definito come una raccolta di eventi di base la cui evenienza causerà l'evento principale (TOP_{Event}). La più piccola combinazioni di questi che può causare l'evento principale è definita Minimal Cut Set: dall'equazione si evince che il Minimal Cut Set del caso in esame è costituito dalla combinazione di 9 eventi base.

Dalla teoria della probabilità, la probabilità di fallimento, in caso di unione dei set minimi, è data dalla probabilità totale del Minimal Cut Set.

$$\Pr(TOP_{Event}) = \Pr((E_1) + (E_2 + E_3) + E_4 + E_5 + E_6 + E_7 + E_8 + E_9) \quad \text{Eq. 24}$$

Applicando il principio di inclusione-esclusione si ottiene:

$$\Pr(TOP_{Event}) = [1 - \Pr(E_1)] \cdot [1 - \Pr(E_2)] \cdots [1 - \Pr(E_9)] \quad \text{Eq. 25}$$

Ove:

- $\Pr(TOP_{Event})$ è la probabilità di guasto;
- $1 - \Pr(TOP_{Event})$ è l'affidabilità.

Guardando all'intero impianto, l'affidabilità del sistema è dato dalla produttoria dei singoli gruppi di componenti di cui esso è costituito:

$$R_{TOT} = \prod_{i=1}^N R(E_i) = \dots = R(TR) \cdot R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(INV) \cdot R(SPD) \cdot R(IAC) \cdot R(SAC) \cdot R(SDD) \cdot R(DG) \quad \text{Eq. 26}$$

3.5 Calcolo dell'affidabilità

Il calcolo dell'affidabilità viene svolto su ogni componente e sulla tipologia di impianto che costituisce il Portfolio in esame, utilizzando i dati forniti dalla letteratura. Questa prima analisi condotta con dati teorici verrà poi confrontata con i valori reali basati sui dati raccolti dai report dei manutentori.

3.5.2 Affidabilità dei singoli componenti

Per lo studio dell'andamento nel tempo dell'affidabilità di ogni componente si è utilizzato, come suggerito dalla letteratura un modello di distribuzione di tipo esponenziale, descritto dalla seguente espressione:

$$R(t) = \exp(-m\lambda t) \quad \text{Eq. 27}$$

Mentre per l'intero sistema, la formula dell'affidabilità sarà la seguente:

$$R(t) = \exp\left[-\sum_{i=1}^n m_i \lambda_i t\right] \quad \text{Eq. 28}$$

Ove m_i è il numero di componenti uguali nell'impianto, λ_i è il failure rate di ogni elemento, n è il numero totale di diversi gruppi di componenti e t è il tempo, al cui trascorrere, diminuisce l'affidabilità del sistema.

L'affidabilità verrà calcolata rispettivamente a 0, 1, 2, 5 e 10 anni sui componenti di ogni singolo impianto che compone il Portfolio. I tassi di guasto utilizzati sono riassunti in Tabella 11 e sono espressi in [1/anno].

Nelle tabelle e nei grafici seguenti sono riportati rispettivamente tutti i valori di affidabilità calcolati per i diversi gruppi di componenti.

| Componenti | Andamento dell'affidabilità all'anno 0,2,5 e 10 | | | | |
|----------------------------|---|-------|-------|-------|-------|
| | 0 | 1 | 2 | 5 | 10 |
| Moduli PV | 1 | 0,980 | 0,960 | 0,903 | 0,816 |
| Connettori (coppie) | 1 | 0,999 | 0,999 | 0,997 | 0,994 |
| Inverter | 1 | 0,473 | 0,223 | 0,024 | 0,001 |
| Tracker | 1 | 0,992 | 0,985 | 0,962 | 0,925 |
| Interruttore Automatico AC | 1 | 0,754 | 0,568 | 0,243 | 0,059 |
| Sezionatore AC | 1 | 0,994 | 0,989 | 0,972 | 0,944 |

Tabella 12 Affidabilità dei singoli componenti per singolo sotto-impianto (100 kW)

Come si può osservare dalla Tabella 12, l'andamento dell'affidabilità è decrescente nel tempo e all'anno 0 ($t=0$) è massima e equivalente a 1 per tutti i gruppi.

Teoricamente, i componenti la cui affidabilità è maggiore sono i sezionatori AC, gli scaricatori di tensione, i tracker. Mentre una minore affidabilità è associata a inverter e interruttori AC e moduli fotovoltaici.

Si sottolinea nuovamente che l'analisi è influenzata dal numero di componenti che costituiscono i gruppi in esame: benché alcuni componenti presentino lo stesso tasso di guasto, la presenza di un elevato numero di questi, determina una minore affidabilità poiché si ha una maggiore probabilità che si riscontrino dei guasti. L'analisi, per confronto, è stata applicata al singolo sotto-impianto e all'intero Portfolio, nella totalità dei componenti che lo costituiscono.

| Componenti | Andamento dell'affidabilità all'anno 0,2,5 e 10 | | | | |
|---------------------|---|---------|---------|----------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 5 | 10 |
| Moduli PV | 1 | 0,130 | 0,017 | 3,8E-05 | 1,4E-09 |
| Connettori (coppie) | 1 | 0,970 | 0,941 | 0,858 | 0,736 |
| Inverter | 1 | 2,8E-33 | 7,8E-66 | 1,7E-163 | 0,0E+00 |

| | | | | | |
|-----------------------------------|---|---------|---------|---------|----------|
| <i>Tracker</i> | 1 | 0,461 | 0,213 | 2,1E-02 | 4,3E-04 |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | 1 | 5,1E-13 | 2,7E-25 | 3,6E-62 | 1,3E-123 |
| <i>Sezionatore AC</i> | 1 | 0,561 | 0,315 | 5,6E-02 | 3,1E-03 |

Tabella 13 Affidabilità dei singoli componenti per l'intero Portfolio (10 MW)

Per quanto riguarda i tracker se si considerano i soli 4 elementi del sotto-impianto o, se si considera tutto il Portfolio, l'andamento dell'affidabilità decresce meno o più celermente (vedi Figura 31). Secondo la seguente analisi già al 6 anno di vita circa l'affidabilità dei sistemi di inseguimento all'interno del portafoglio di impianti è nulla. Sarà quindi naturale riscontrare almeno un guasto o un errore a partire dal 6 anno di vita.

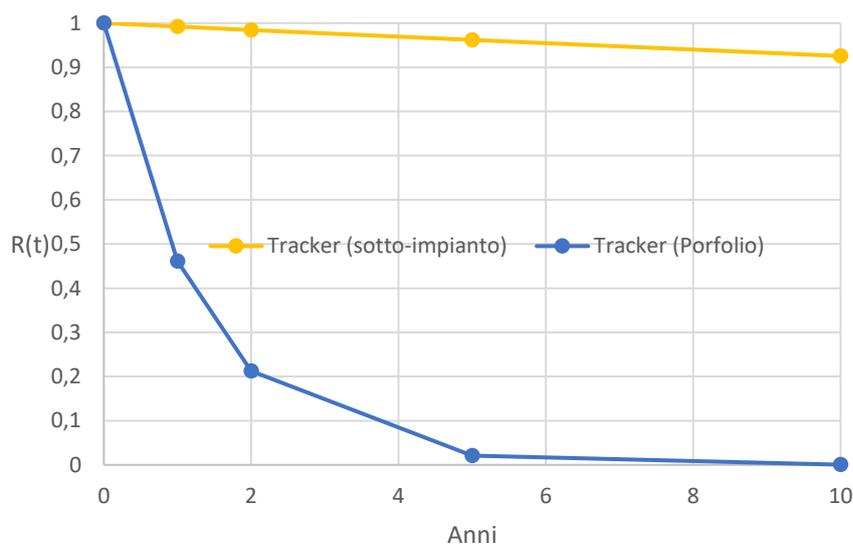


Figura 31 Variazione dell'affidabilità dei tracker nel tempo

Dagli studi risulta che solo il 10% dei faults ai sistemi di tracking richiede un intervento di sostituzione di parti danneggiate o rotte (ingranaggi di riduzione, motori, sensori, etc.). Si deduce che la maggior parte dei "guasti" è da intendersi come un errore di allineamento a causa di un problema del software o dei sensori, che richiede un intervento, anche eseguibile da remoto, di ripristino dei riferimenti. Inoltre, un '*misalignment*' (disallineamento) del sistema di inseguimento comporta una perdita di una sola quota parte dell'energia (20-30%

nei giorni di forte irraggiamento) e ha una durata contenuta, data la facilità del tipo di intervento richiesto.

Non si può affermare lo stesso per gli inverter. Un danno all'inverter, nel 50% dei casi, richiede una sostituzione di un suo componente e questo può richiedere più tempo a seconda della distanza col fornitore e alla reperibilità del pezzo. Si deduce quindi che, un fault agli inverter può impattare considerevolmente sul normale esercizio dell'impianto. Minor impatto si ha nel caso in cui nell'impianto siano installati inverter di stringa e non inverter centralizzati: in tal caso la quota parte di energia persa, a causa del guasto, è minore e relativa solo a una o a qualche stringa dell'impianto ed inoltre la sostituzione risulta più agevole.

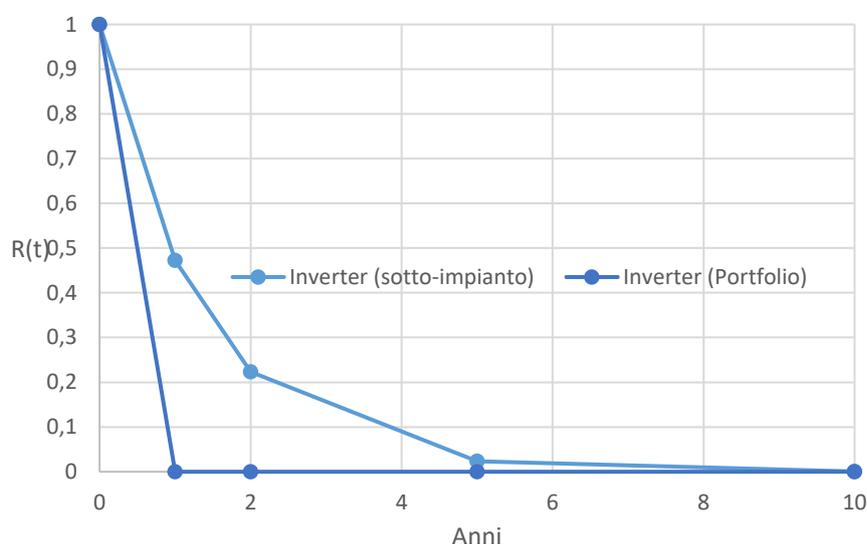


Figura 32 Variazione dell'affidabilità degli inverter nel tempo

Come si può osservare dalla Figura 32, il tasso di guasto per gli inverter è elevato rispetto agli altri gruppi di componenti, il che determina una bassa affidabilità anche solo considerando il singolo sotto-impianto, costituito da 16 mini-inverter, già a partire dal 5 anno di esercizio. Mentre considerando il Portfolio nella sua totalità, è possibile, teoricamente, che già dopo il primo anno di esercizio si possa riscontrare un danno ad un inverter. Adottare una scelta progettuale con un minor numero di inverter di stringa, sembrerebbe essere, secondo questa analisi, la scelta migliore per l'affidabilità del sistema. Tuttavia, la scelta di adottare inverter di stringa, che comporta un maggior numero di elementi in impianto, con un progetto fotovoltaico che preveda sistemi ad inseguimento solare, non è affatto una scelta sconsiderata:

utilizzare un inverter di stringa o multi-stringa permette non solo di ridurre le perdite di energia nel caso di guasti, ma anche di ottimizzare il punto di massima potenza (PPM) di ogni gruppo di stringhe al fine di incrementare l'efficienza di conversione DC/AC.

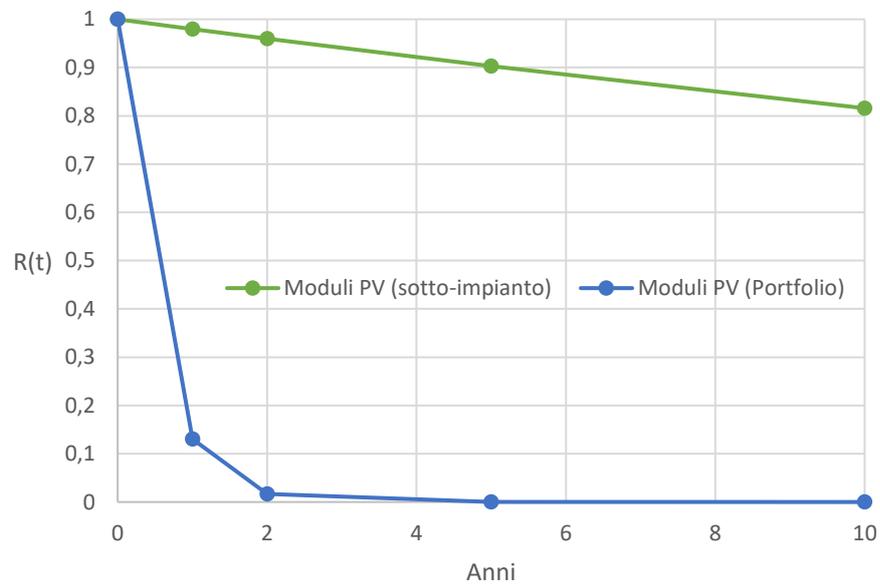


Figura 33 Variazione dell'affidabilità dei moduli PV nel tempo

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici (Figura 33), la differenza nell'affidabilità varia moltissimo se considerato il singolo sotto-impianto o l'intero parco fotovoltaico. Teoricamente, al quinto anno è quasi certo che nel Portfolio si possa riscontrare un danno ai moduli fotovoltaici.

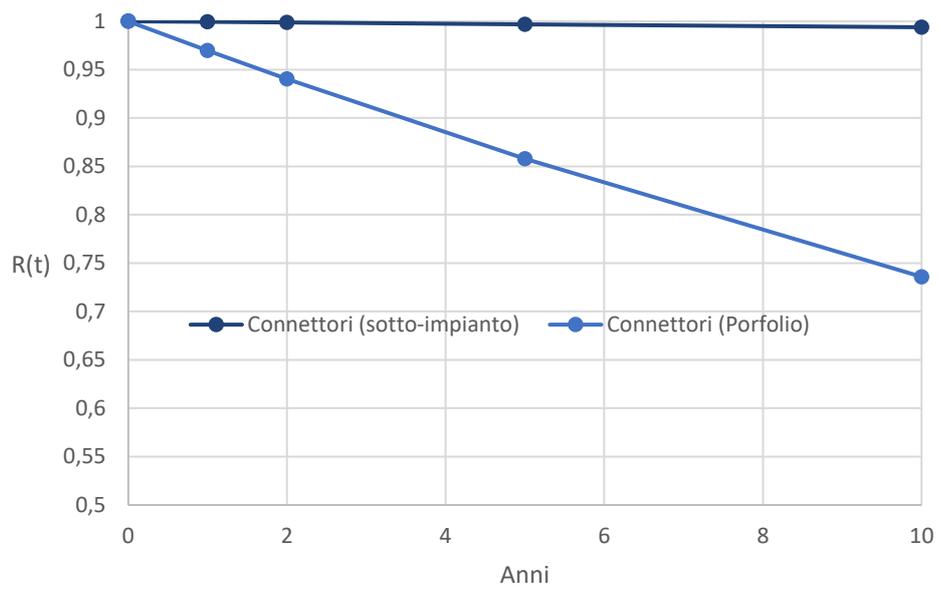


Figura 34 Variazione dell'affidabilità dei connettori nel tempo

I connettori, nonostante siano presente in gran numero, l'affidabilità decresce molto lentamente a causa di un basso tasso di guasto medio l'anno.

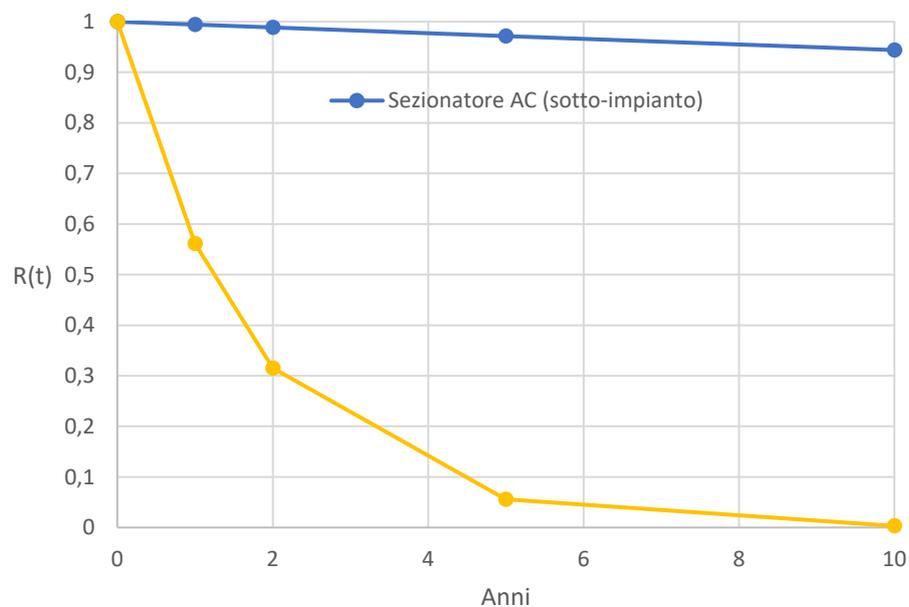


Figura 35 Variazione dell'affidabilità dei sezionatori AC nel tempo

I sezionatori AC sono caratterizzati da un buon andamento dell'affidabilità, sia analizzando il singolo sotto-impianto che il Portfolio. Il basso tasso di guasto è dovuto grazie al fatto che non presentano parti elettroniche dato che si azionano manualmente in modo meccanico.

Dall'altra parte, gli interruttori automatici AC, essendo interruttori asserviti ad un automatismo, quindi a componenti elettrici, presentano un tasso di guasto maggiore. Nell'intero Portfolio, teoricamente già a partire dal primo anno di esercizio, si riscontrano danni agli interruttori. Stabilire l'effettivo tasso di guasto di interruttore, così come accade per i fusibili, soprattutto in un impianto fotovoltaico dove le correnti sono molto variabili non è facile. Nel momento in cui un interruttore si apre è perché sta svolgendo la sua funzione o indirettamente subendo il guasto di un altro componente del sistema, nonché vi è la possibilità che il relè sia danneggiato o malfunzionante.

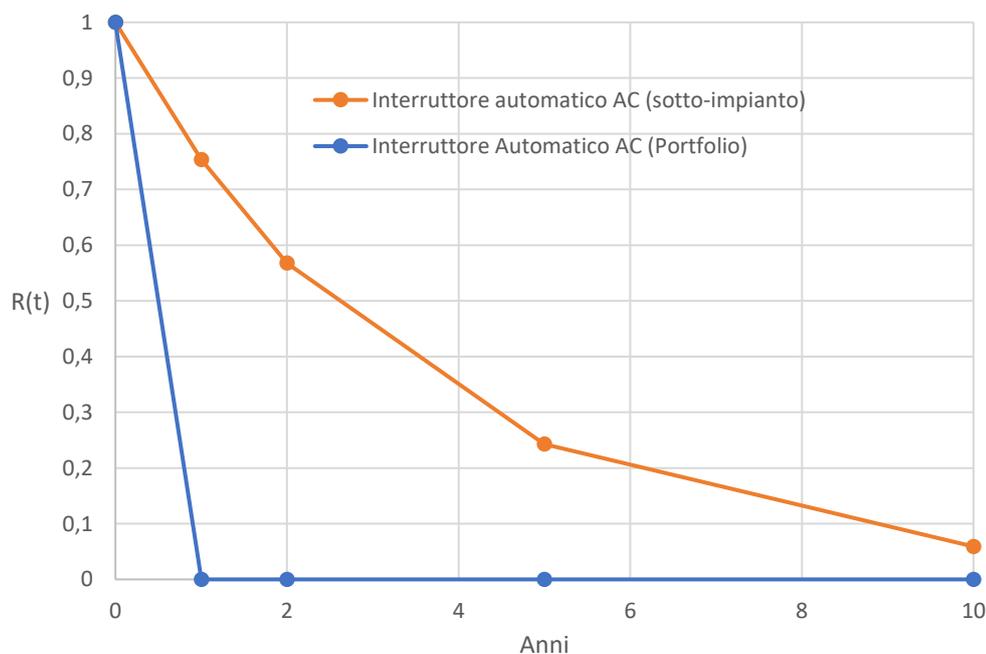


Figura 36 Variazione dell'affidabilità degli interruttori automatici AC nel tempo

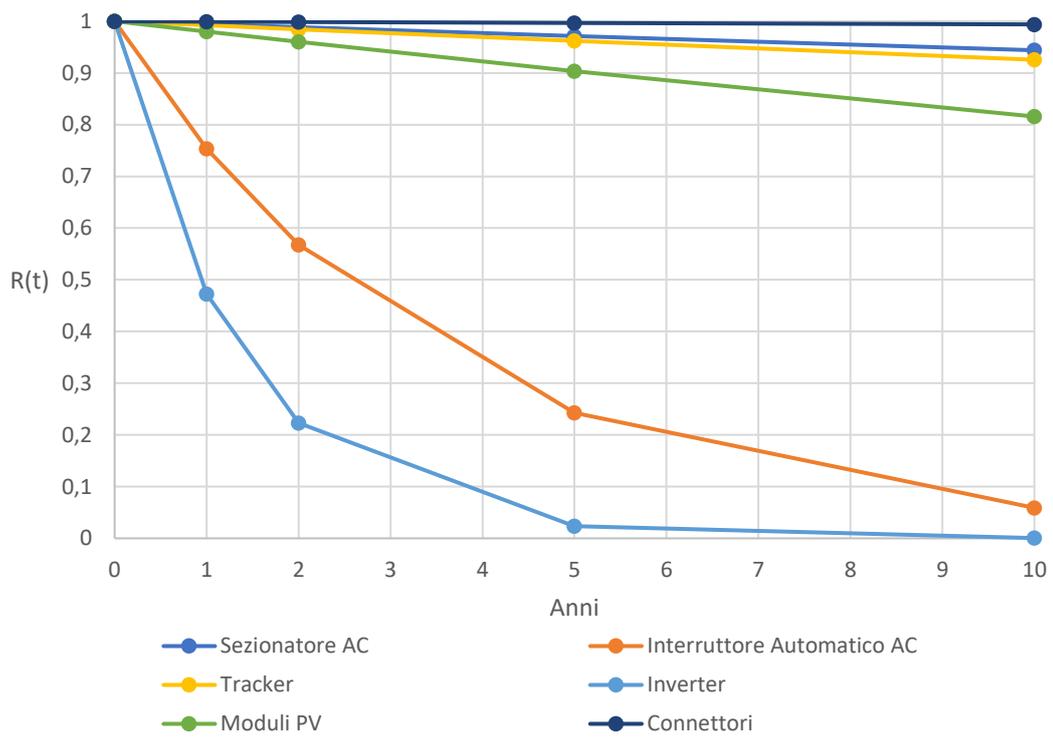


Figura 37 Andamento teorico dell'affidabilità dei componenti nel sotto-impianto (100kW)

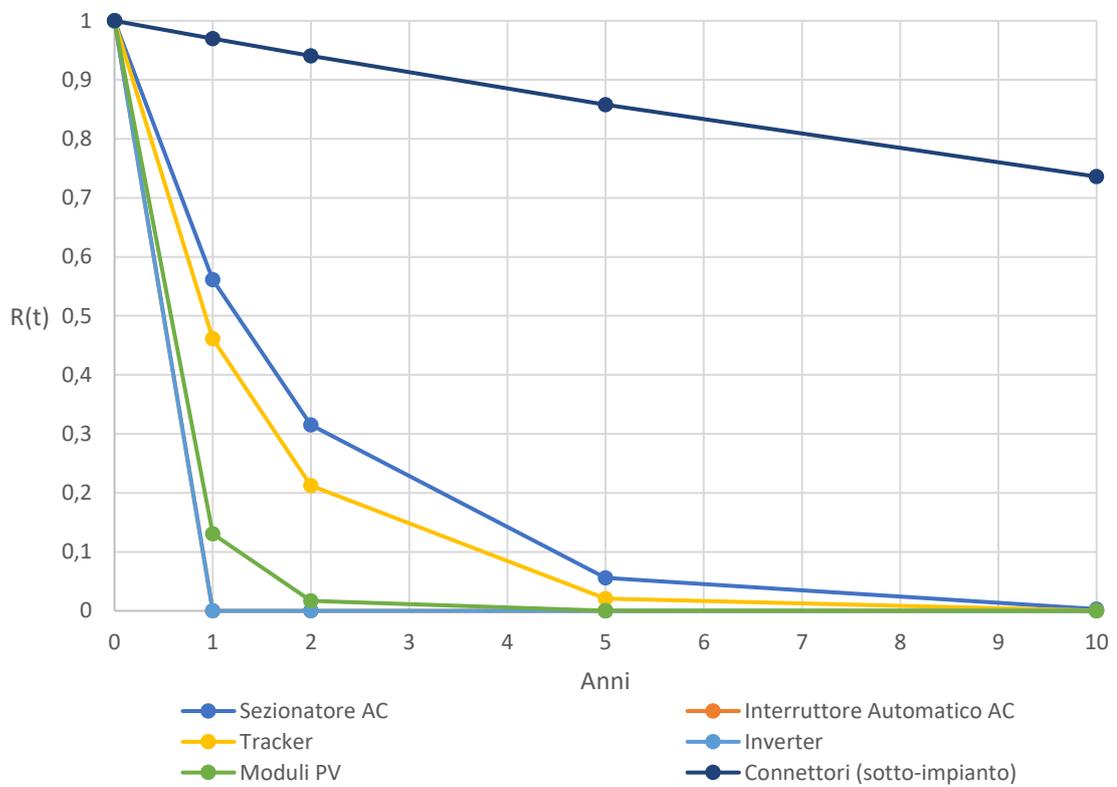


Figura 38 Andamento teorico dell'affidabilità dei componenti nel Portfolio (10MW)

3.5.3 Affidabilità del sistema

Utilizzando l'Eq. 28 è stata calcolata l'affidabilità teorica sia del singolo sotto-impianto che costituisce il Portfolio, sia del parco fotovoltaico completo. Per fare questo calcolo è stato utilizzato il valore mediano del tasso di guasto per ogni singolo componente, calcolato sui dati trovati nella letteratura. Ad influenzare il risultato subentra anche il numero di componenti considerate: maggiore sono gli elementi considerati nel sistema in esame maggiore sarà la probabilità che si riscontrino, al passare del tempo, dei guasti o/e malfunzionamenti.

Nel caso del singolo sotto-impianto i valori dopo il V anno sono così bassi che si ha la certezza che l'impianto avrà almeno un guasto. Se considerato l'intero Portfolio, la certezza si ha già a partire dal primo mese.

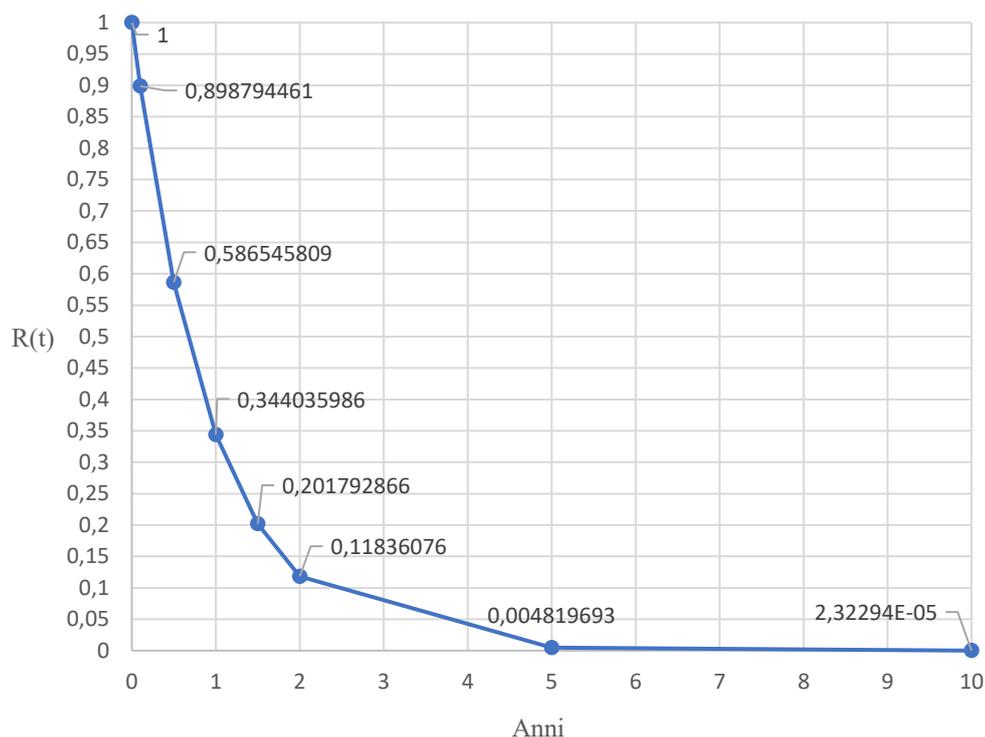


Figura 39 Andamento teorico affidabilità del sotto-impianto (100kW)

3.5.4 Tasso di guasto del sistema

Per studiare l'affidabilità del sistema è interessante analizzare il tasso di guasto totale dell'impianto, secondo la seguente formula:

$$\lambda_{TOT} = \sum_{i=1}^n m_i \lambda_i \quad \text{Eq. 29}$$

Il valore è il risultato della somma dei tassi di guasto [1/anno] dei singoli componenti (λ_i), riassunti in Tabella 11, moltiplicati per il numero di elementi di ciascun gruppo (m_i) elencati nella Tabella 5.

| | <i>Sotto-impianto</i> | <i>Portfolio</i> |
|------------------------------------|-----------------------|------------------|
| <i>Tasso di guasto del sistema</i> | 1,06 | 106,7 |

Tabella 14 Tasso di guasto del sistema

Chiaramente risulta che il tasso di guasto dell'intero Portfolio sia 100 volte maggiore rispetto al singolo sotto-impianto. Questo perché il Portfolio è costituito da 100 sotto-impianti identici nella loro conformazione. Per questo motivo si ottiene, per la proprietà dell'addizione, un risultato identico scalato di un fattore 100. Il tasso di guasto complessivo del sistema può essere un buon indice da confrontare con i risultati condotti sui dati sperimentali sui guasti al fine di diagnosticare un'eccessiva difettosità del sistema. Inoltre, ci si aspetta, dopo questa prima analisi condotta sui dati reperibili in letteratura che la principale classe di componenti a riscontrare dei guasti sarà quella degli inverter, seguita da quella degli interruttori e dei moduli (vedi Figura 40).

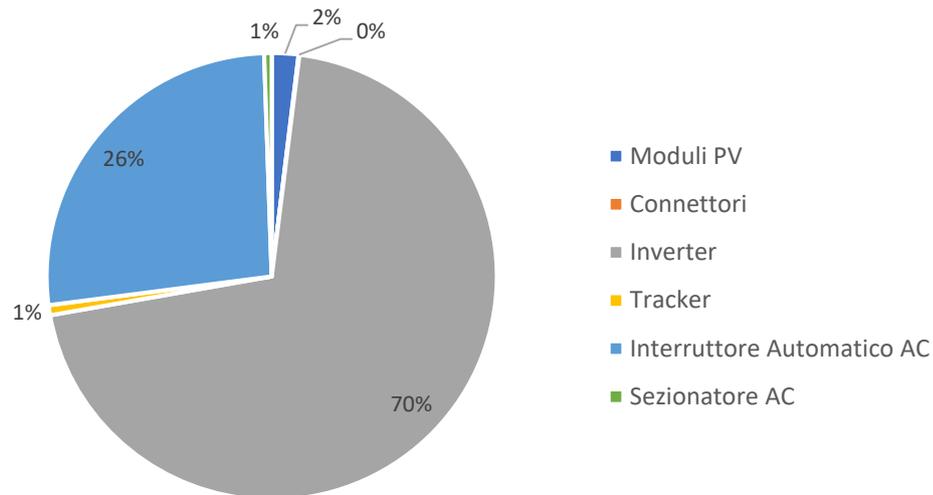


Figura 40 Peso percentuale dei componenti sul tasso di guasto complessivo del Portfolio (10MW)

Il tasso di guasto dell'intero Portfolio può essere però confrontato col tasso di guasto calcolato applicando la stessa metodologia con altri impianti di pari dimensioni per valutare, da un punto di vista teorico, la conformazione del campo fotovoltaico. Di fatto, quest'analisi permette di poter affermare, prima di più approfondite analisi sperimentali, se le scelte iniziali del progettista sulla conformazione del parco abbiano innalzato i rischi di guasti all'interno del Portfolio, rispetto a altri impianti di pari potenza ma con diverse configurazioni.

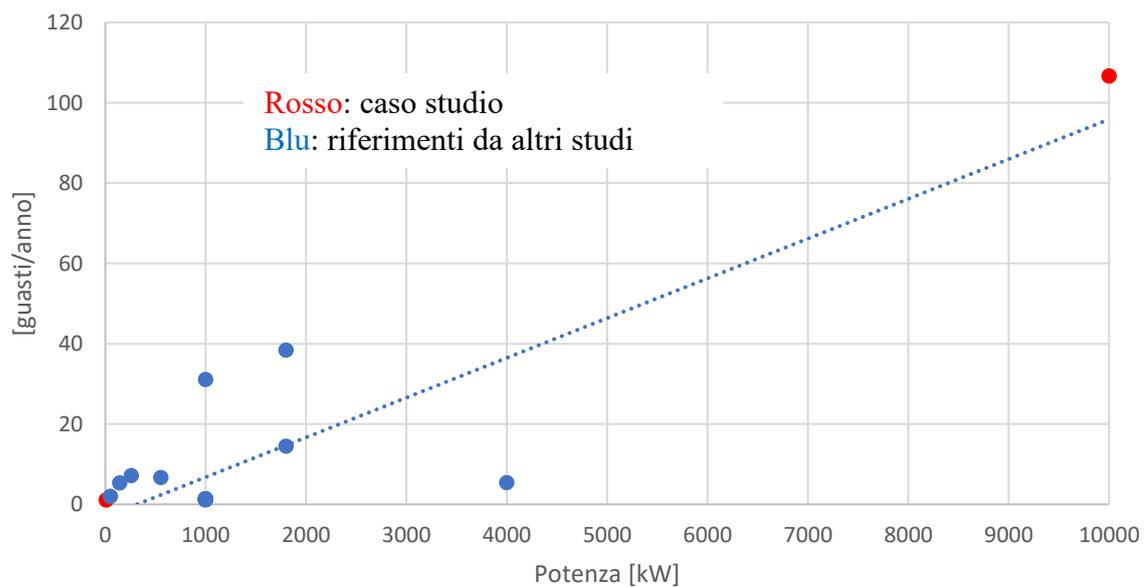


Figura 41 Andamento tasso di guasto medio per potenza [kW]

Questo grafico riassume i dati raccolti da alcune delle tesi magistrali condotte da studenti del Politecnico di Torino. Come si può osservare è possibile tracciare una linea di tendenza del tasso di guasto degli impianti, calcolato sulla base valore mediano dei tassi di guasto, ritrovato in letteratura, dei singoli componenti che li costituiscono. Alcuni impianti si posizionano al di sotto mentre altri al di sopra della linea. Questa divisione può essere una prima distinzione da applicare tra impianti teoricamente meglio progettati e quelli maggiormente a rischio di guasti. Il Portfolio in esame (pallino rosso a destra), sia se considerata la conformazione del singolo sotto-impianto (pallino rosso a sinistra), si trova al di sopra della retta che definisce l'andamento medio del tasso di guasto di un sistema in funzione alla potenza d'installazione. Si potrebbe dedurre, a livello teorico, che la conformazione del sistema in analisi non sia quella ottimale e che vi sia una propensione intrinseca del campo fotovoltaico a riscontrare più guasti, rispetto la media, al trascorrere del tempo.

Un'ulteriore considerazione deve essere fatta: si ricorda che nell'analisi sono stati presi i valori mediani dei tassi di guasto dei gruppi, si deve perciò tener conto che vi sono forti oscillazioni nei dati che possono variare fino tre ordini di grandezza e portare a stime totalmente differenti. Tuttavia, il valore mediano è considerato il valore più affidabile e più significativo da utilizzare nelle analisi richiedano l'elaborazione di diversi dati.

Nella Figura 40 è mostrato come nei sotto-impianti, così anche nel Portfolio, il gruppo degli inverter insieme a quello degli interruttori automatici contribuiscano con maggior peso a definire il tasso di guasto totale del sistema. Si vedrà successivamente, nell'analisi dei dati sperimentali se queste due categorie hanno effettivamente contribuito alle basse performance del Portfolio accusate da un basso PR registrato negli ultimi mesi.

3.6 Calcolo disponibilità

Dopo aver condotto un'analisi predittiva sull'affidabilità del sistema, sia a livello di singolo sotto-impianto che a livello di intero Portfolio, e dei singoli componenti, studiandone i tassi di guasto, ora si procede con l'analisi teorica dei tempi di riparazione e della disponibilità dell'impianto.

Come nel caso dei tassi di guasto, così per i tempi di riparazione sono stati reperiti i dati da letteratura, per definire quanto percentualmente l'impianto lavori correttamente. I dati sono di difficile reperibilità in quanto richiedono campagne sperimentali molto lunghe e inoltre questa tipologia di dato è molto sensibile per le aziende manutentive del settore poiché indice delle prestazioni di lavoro.

3.6.2 Tasso di riparazione dei moduli fotovoltaici

Per i moduli fotovoltaici il tasso di riparazione oscilla tra 0,004 1/h e 0.067 1/h come mostrato nella Tabella 15.

| <i>Componente</i> | <i>Tassi di riparazione (μ) da letteratura dei moduli fotovoltaici [1/h]</i> | | | | | | |
|--------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <i>Pannelli PV</i> | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,006 | 0,008 | 0,025 | 0,067 |
| | [52] | [46] | [59] | [51] | [55] | [45] | [50] |

Tabella 15 Tassi di riparazione da letteratura per i moduli fotovoltaici

Poiché vi è così tanta divergenza tra i valori, si è scelto di procedere nell'analisi, come accaduto in precedenza per i failure rate, di considerare solo i dati più attinenti alla tecnologia dei componenti installati nel portafoglio. Si è quindi scelto di prendere il valore mediano del tasso di riparazione dei moduli fotovoltaici in silicio policristallino. I tassi di riparazione sono poi stati convertiti nel tempo medio di intervento (MTTR: Mean Time To Repair). Si ottiene un valore mediano di 60 h richieste per un intervento sui moduli fotovoltaici, fino ad un massimo di 270 h. Questo tempo comprende non solo il tempo attivo di riparazione ma anche il tempo necessario per reperire il pezzo di ricambio. Perciò influiscono sul risultato (in termini di tempo impiegato per completare le procedure di sostituzione e ripristino della corretta

produzione energetica) anche fattori come la localizzazione del fornitore, la logistica, la reperibilità del modulo, il meteo etc.

3.6.3 Tasso di riparazione dei connettori

Per i connettori il tasso di riparazione è molto elevato ed eguale a 0,002 1/h che equivale a un tempo di intervento medio di 676 h [46]. Il motivo per cui questo tempo di intervento è così vasto risiede nella difficoltà di indentificare un malfunzionamento di un connettore. Essendo un piccolo elemento, la perdita di energia legata ad esso in caso di guasto è relativamente bassa. Soprattutto in impianti dove il monitoring della produzione parte a livello di inverter e non di stringa, l'identificazione del fault di un connettore è davvero difficile. Spesso si nota al ricorre della manutenzione preventiva dei moduli e delle stringhe che solitamente viene effettuata ogni 30 giorni.

3.6.4 Tasso di riparazione degli interruttori AC e dei sezionatori AC

In [59], [45] e [55] il failure rate riportato per gli interruttori automatici AC e per i sezionatori AC è il medesimo: 0,021 1/h. Esso viene convertito in un tempo medio di intervento di 48 ore.

3.6.5 Tasso di riparazione degli inverter

I tassi di intervento per gli inverter reperiti dalle campagne sperimentali ritrovate in letteratura sono tutti riassunti nella seguente Tabella 16.

| <i>Componente</i> | <i>Tassi di riparazione (μ) da letteratura degli inverter [1/h]</i> | | | | | | | |
|-------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| <i>Inverter</i> | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,003 | 0,006 | 0,006 | 0,083 | 0,1 |
| | [59] | [55] | [47] | [49] | [51] | [52] | [50] | [57] |

Tabella 16 Tassi di riparazione da letteratura per gli inverter

Così come per i moduli fotovoltaici, anche per gli inverter il tempo di riparazione, considerati i valori dei tassi di intervento (*repair rate*), sono molto variabili e oscillano da un minimo di 10 h ad un massimo di 481 h. Valgono le stesse considerazioni fatte sull'influenza che hanno sede del fornitore, logistica, meteorologia, reperibilità, garanzia etc. sulla determinazione delle tempistiche di sostituzione e ripristino della corretta produzione di energia. Inoltre, influisce anche la taglia dell'inverter: come è stato già discusso inverter di stringa sono più facili da sostituire rispetto a inverter centralizzati di grande taglia che possono raggiungere le 3 tonnellate. Si è scelto di prendere come riferimento un *repair rate* di 0,002 1/h, dato che nel Portfolio in esame vi sono inverter di stringa e quindi le manovre di sostituzione siano più celeri.

3.6.6 Disponibilità dei tracker

Per quanto riguarda i trackers viene utilizzato direttamente la percentuale di disponibilità del sistema di inseguimento solare, poiché non è stato trovato in letteratura un dato di riferimento sul tasso di riparazione di questi. Lo studio [62] analizza il tempo di *uptime* (tempo di operatività) dei sistemi di inseguimento introducendo un innovativo metodo di calcolo. Nello studio sono analizzati sistemi ad inseguimento mono-assiale, la stessa tipologia di tracking solare installato nel Portfolio in esame, di 34 siti fotovoltaici. La disponibilità media dei tracker calcolata con 2 metodologie è del 99%. Si può ritenere che i tracker siano un componente meccanico poco soggetto a guasti. Tuttavia, applicando un approccio tutelativo, nel caso dell'intero Portfolio, in cui sono presenti 400 tracker e quindi un'elevata probabilità di guasto, dato l'elevato numero di componenti, e avendo riscontrato nella parte sperimentale, numerose segnalazioni da parte dell'O&M su fault ai trackers, si è scelto di prendere in considerazione una disponibilità compresa tra il 93% e il 94% per il Portfolio e del 99% per il sotto-impianto.

3.6.7 Tabella riassuntiva dei MTTF ricavati dai tassi di intervento

| <i>Componenti</i> | <i>MTTF ricavato dal reciproco del tasso di riparazione (μ_i) per i componenti</i> | |
|-----------------------------------|---|-------------------------|
| | <i>MTTR mediano (1/h)</i> | <i>MTTR mediano (h)</i> |
| <i>Moduli PV</i> | <i>0,006</i> | <i>60</i> |
| <i>Connettori (coppie)</i> | <i>0,002</i> | <i>676</i> |
| <i>Inverter</i> | <i>0,003</i> | <i>9,62</i> |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | <i>0,021</i> | <i>48</i> |
| <i>Sezionatore AC</i> | <i>0,021</i> | <i>48</i> |

Tabella 17 Tempo di riparazione mediano teorico per componente

3.6.8 Calcolo disponibilità dei componenti

Secondo i modelli teorici, grazie ai dati trovati nelle campagne sperimentali in letteratura è possibile calcolare una previsione della percentuale di disponibilità dell'impianto: ovvero la probabilità che l'impianto funzioni correttamente. Nell'analisi della disponibilità, deve essere fatta una premessa sulla natura dei componenti. Quest'ultimi infatti possono essere classificati come "riparabili" o "non riparabili". Considerare gli elementi del sistema come "non riparabili" comporta una semplificazione del calcolo della disponibilità. Tuttavia, definire i componenti come "riparabili" rende l'analisi più vicina al caso reale. [63]

Per il calcolo della disponibilità è stata utilizzata la seguente formula:

$$A(t) = 1 - Q(t) \quad \text{Eq. 30}$$

Ove $A(t)$ sta per *Availability*, termine inglese per disponibilità e $Q(t)$ l'andamento dell'indisponibilità. Quest'ultima si ricava dall'equazione:

$$Q(t) = \frac{1}{\lambda + \mu} \cdot [1 - e^{-(\lambda+\mu)t}] \quad \text{Eq. 31}$$

Ove λ è il tasso di guasto mentre μ è il tasso di riparazione. Sostituendo l'Eq. 31 nell'Eq. 30 e svolgendo i calcoli si ricava:

$$A(t) = \frac{\mu - \lambda}{\lambda + \mu} \cdot [e^{-(\lambda+\mu)t}] \quad \text{Eq. 32}$$

Solitamente il tasso di guasto è inferiore rispetto al tasso di riparazione di qualche ordine di grandezza. Inoltre, la parte esponenziale dell'Eq. 32 converge a zero molto rapidamente. Queste due considerazioni permettono di semplificare la relazione e di ricavare il seguente valore della disponibilità costante per tempi molto superiori al tempo medio di riparazione:

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \text{Eq. 33}$$

Formulandola in funzione del reciproco del tasso di guasto λ (MTTF) e del tasso di riparazione μ (MTTR) si ottiene:

$$A_{(AVG)} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad \text{Eq. 34}$$

Successivamente si valuta quanto, ogni gruppo di componenti, funzioni correttamente nell'arco di un anno di media. Quindi è necessario tener conto sia della frequenza con cui ogni gruppo di componenti si guasta e sia del tempo richiesto per ripararlo.

Per il calcolo della disponibilità del gruppo di elementi si utilizza la seguente formula:

$$A_{(AVG, Gruppo)} = 1 - Q_{AVG, Gruppo} \quad \text{Eq. 35}$$

Si deve quindi prima calcolare l'indisponibilità media del gruppo data dall'indisponibilità media associata ad ogni componente per il numero di componenti (Eq.36) e per mezzo della sottrazione si ottiene la disponibilità per ogni gruppo.

$$Q_{AVG,Gruppo}(TOP) = \sum_{i=1}^N Q_{i,Comp} \quad \text{Eq. 36}$$

Tenendo come riferimento l'albero dei guasti, come si è fatto per l'analisi dell'affidabilità, il calcolo dell'indisponibilità è dato dalla sommatoria, ove N è il numero dei Cut Sets, ovvero il numero dei componenti di ogni gruppo, delle indisponibilità (Q_i) di ogni componente del gruppo.

Considerato che l'analisi è fatta per tempi molto maggiori di MTTR, il valore di $Q_{i,comp}$ può essere considerato costante ed è calcolato secondo la formula:

$$Q_{i,Comp} = \frac{MTTR_i}{MTTR_i + MTTF_i} \quad \text{Eq. 37}$$

Ove il pedice i si riferisce alla tipologia di componente (inverter, sezionatori, moduli, etc.) e MTTR e MTTF sono i valori di tempo medio di guasto e tempo medio di riparazione riassunti per componente rispettivamente nella Tabella 11 e Tabella 17.

| <i>Componenti</i> | <i>Sotto-impianto</i> | <i>Portfolio</i> |
|-----------------------------------|-----------------------|------------------|
| <i>Moduli PV</i> | 99,96% | 96,06% |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 99,99% | 98,57% |
| <i>Inverter</i> | 99,76% | 76,76% |
| <i>Tracker</i> | 99,00% | 94,00% |
| <i>Interruttore automatica AC</i> | 99,56% | 96,92% |
| <i>Sezionatore AC</i> | 99,99% | 99,10% |

Tabella 18 Disponibilità teorica per i gruppi di componenti

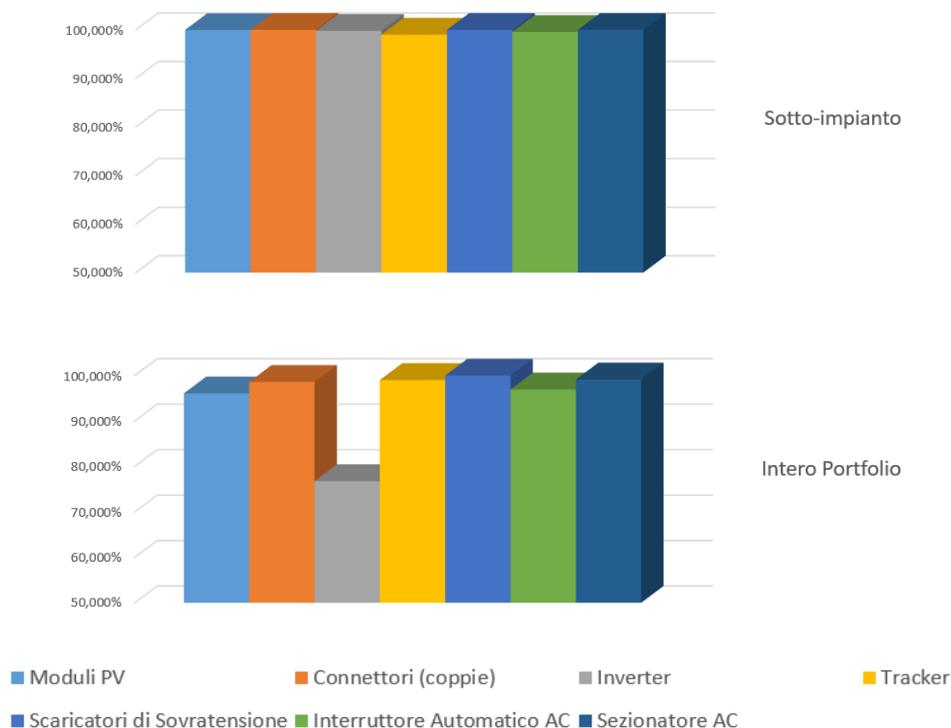


Figura 3.30 Disponibilità teorica per i gruppi di componenti [%]

Nei risultati si ottengono valori molto elevati per tutti i componenti se si considera la conformazione del singolo sotto-impianto. I moduli fotovoltaici, gli inverter e gli interruttori hanno un'affidabilità in media più bassa rispetto ai restanti gruppi di componenti e infatti, quando si volge la medesima analisi per l'intero portafoglio, la disponibilità degli inverter cala sotto l'80%, mentre per gli altri due si avvicina al 95%. Va precisato che la disponibilità è da considerare come la possibilità dell'impianto di lavorare alla massima potenzialità. Questi risultati teorici non vogliono dire che all'interno del Portfolio gli inverter saranno disponibili l'80% delle ore di sole l'anno, o che la potenza nominale di ogni elemento del gruppo sarà del 20% inferiore rispetto a quella nominale. A causa dell'elevato numero di componenti, questa categoria avrà alte probabilità di avere inverter non funzionanti o guasti durante il normale esercizio dell'impianto, che abbassano la disponibilità del gruppo a valori intorno all'80%.

3.6.9 Disponibilità del sistema

Per calcolare la disponibilità media per ogni sistema si utilizza l'equazione dei Minimal Cut Sets ricavata nel Paragrafo 3.4.6 per calcolare l'indisponibilità del sistema:

$$Q(TOT) = Q(TR)+Q(PV)+Q(CON)+Q(INV)+Q(SPD)+Q(IAC)+Q(SAC)+Q(DG)+Q(DDI) \quad \text{Eq. 38}$$

| <i>Disponibilità teorica (A) espressa in percentuale</i> | | |
|--|-----------------------------------|------------------------------|
| | <i>A_{Sotto-impianto}</i> | <i>A_{Portfolio}</i> |
| <i>Disponibilità del sistema</i> | 98,28% | 61,44% |

Tabella 19 Disponibilità teorica del singolo sotto-impianto e del Portfolio [10MW]

Anche in tal caso l'analisi teorica, basata sui dati reperiti in letteratura, porta come risultato un valore basso per la disponibilità dell'intero Portfolio. Innanzitutto, va precisato che il Portfolio in questione è di 10MW e quindi a differenza di altri analisi condotte su campi fotovoltaici di minor potenza (10kW-1MW), ha un elevato numero di componenti che partecipano a definire il valore della disponibilità (Eq. 36). Inoltre, il progetto ha previsto 16 inverter di stringa per sotto-impianto per un totale di 1600 inverter che, con i rispettivi tassi di guasto, abbassano ulteriormente la disponibilità del campo fotovoltaico. Perciò in definitiva risulta che l'impianto avrà una probabilità del 60% di lavorare correttamente al massimo delle sue potenzialità. Per quanto riguarda il 40% delle probabilità di riscontrare guasti questi possono riferirsi ad una parte, poco significativa della potenza di produzione nominale dell'impianto, ad esempio nel caso di malfunzionamenti ai connettori o di guasto ad un singolo modulo.

4. Analisi di affidabilità e disponibilità (Analisi Sperimentale)

Al termine di questo studio teorico sull'affidabilità e disponibilità dell'impianto si vuole confrontare i risultati teorici con i dati sperimentali raccolti da Gennaio 2017 ad Aprile 2019. A partire da Gennaio 2017, le prestazioni del portafogli di impianti hanno registrato un calo significativo e gli investitori hanno richiesto un'analisi dettagliata sulle ragioni. Inoltre, a scopo didattico, la campagna sperimentale condotta sul Portfolio fotovoltaico di 10 MW ha lo scopo di validare o meno, i dati e modelli teorici utilizzati in letteratura per lo studio delle performance degli impianti a solare fotovoltaico, e se possibile, contribuire ad arricchire, nel piccolo di questo studio, le ricerche del settore.

Lo scopo di questo capitolo è riportare il risultato dell'analisi di desktop eseguita in collaborazione con Vector Cuatro per ottenere una statistica dei guasti sul Portfolio in esame e per evidenziare gli effetti di ciascuno di essi sui tempi di fermo e prestazioni del campo fotovoltaico. Questi dati sono stati confrontati poi con quelli di altri due portafogli, introdotti successivamente nel dettaglio, di simile configurazione, sempre gestiti da Vector Cuatro Group, caratterizzati, a differenza del Portfolio in esame, da buone performance. Infine, è esposta un'analisi sulle perdite energetiche dovute ai guasti. Per quest'ultima è stata fatta una classificazione dei guasti in categorie omogenee per ricercare il macro-gruppo di componenti i cui guasti comportano una maggiore perdita di produzione. L'analisi può essere in futuro utilizzata per prevedere possibili guasti e intervenire tempestivamente con una manutenzione predittiva laddove risulti necessario.

Le analisi sono state eseguite prendendo come riferimento l'elenco degli interventi eseguiti dall'appaltatore O&M, condivisi con Vector Cuatro Group, che invece si occupa del technical asset management. I faults, la durata, e il tipo di intervento viene comunicato nei report mensili. Più nel dettaglio i guasti sono identificati con:

- Tipo di componente in errore (tracker, inverter, stringa, etc.);
- ID dei componenti interessati dall'errore;
- Finestre temporali in cui si sono verificati guasti;
- Una descrizione generica e sintetica dell'errore;
- Una descrizione generica e sintetica del tipo di intervento richiesto.

L'analisi condotta si basava sul presupposto che i dati disponibili sia sui report mensili dell'O&M che sui dati scaricati dal portale di monitoraggio per effettuare le stime di produzione e di perdita di energia, siano dati classificabili come completi, corretti e affidabili.

Tuttavia, come è stato già anticipato, durante l'analisi è stato evidenziato che una quantità di dati trascurabile ma sufficiente per essere segnalata, è stata oggetto di perplessità in quanto si sono riscontrate discrepanze tra i dati riportati sul report del manutentore e i dati disponibili sul portale di monitoraggio. Le principali incongruenze sono riassunte di seguito:

- Tempo di guasto errato o più breve nel report O&M rispetto a quanto evidenziato da monitoraggio;
- ID errato di inverter, tracker o sotto-impianto a cui è stato imputato un fault. Il guasto è stato rilevato su un altro componente nel giorno e periodo segnalato dell'O&M nel report altrimenti non è stato affatto rilevato;
- La causa del guasto è stata identificata erroneamente sul rapporto O&M. Ad esempio un guasto al motore del sistema di tracking è stato imputato al gruppo di elementi degli inverter.

Alcune delle discrepanze sopra elencate sono state corrette direttamente, quando possibile, durante l'analisi, verificando l'errore.

4.1 Confronto dei dati teorici coi dati sperimentali

In totale i guasti analizzati sono stati 914. Complessivamente le ore di guasto segnalate dall'O&M sono state 22.552,58 su un totale di 850 giorni analizzati. Ovviamente questo primo risultato mostra che nel Portfolio vi sono sovrapposti guasti e che quindi l'assunzione che i guasti siano indipendenti e che l'accadimento di un guasto ad un componente non impedisca il verificarsi di altri guasti, è corretta. Si deduce che su un Portfolio così complesso e esteso, sia necessario stipulare un contratto con l'O&M che preveda l'intervento in campo, o da remoto, tutto l'anno, anche nei giorni festivi. Per avvantaggiare le sostituzioni inoltre, è ben mantenere a disposizione dei pezzi di ricambio in magazzini vicino al campo fotovoltaico.

4.1.1 Tasso di guasto dei componenti

Dall'analisi condotta sui report dell'azienda manuttrice non risultano segnalazioni sugli scaricatori di tensioni, sui sezionatori, sulle protezioni di interfaccia e generale. Si può assumere quindi che dal punto di vista sperimentale, per quanto concerne l'analisi di questo Portfolio, il tasso di guasto di questi componenti sia trascurabile, almeno per il periodo su cui è stata condotta l'analisi. Tuttavia, risultano molti interventi agli interruttori di protezione, che sono presenti in gran numero sull'impianto. Gran parte degli interruttori entrano in azione per guasti alla rete e quindi valori di corrente o tensioni alterati. Poiché non sia ben distinguibile se effettivamente siano intervenuti per usura o per disfunzioni della rete, sono comunque inclusi tutti i fault nell'analisi. Di seguito è riportata la tabella di confronto dei tassi di guasto, espressi in guasti all'anno, tra i dati raccolti in letteratura e i dati sperimentali.

| <i>Confronto dei tassi di guasto (λ) sperimentali con i dati teorici</i> | | |
|---|----------------------|--------------------------|
| | <i>Letteratura</i> | <i>Caso sperimentale</i> |
| <i>Componenti</i> | <i>Guasti l'anno</i> | <i>Guasti l'anno</i> |
| <i>Moduli PV</i> | 0,000046 | 0,00016 |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 0,0000007 | 0,00035 |
| <i>Inverter</i> | 0,059 | 0,019 |
| <i>Tracker</i> | 0,0019 | 0,479 |
| <i>Interruttore AC</i> | 0,017 | 0,093 |

Tabella 20 Confronto tassi di guasto dei componenti: dati da letteratura vs dati sperimentali

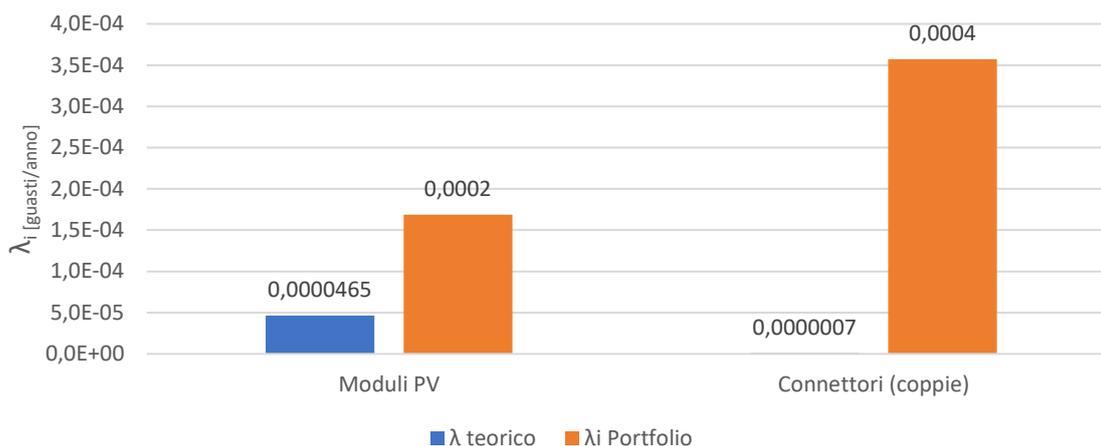


Figura 42 Confronto tasso di guasto reale di moduli e connettori con i dati teorici

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici, si evidenzia un tasso di guasto maggiore, circa 4 volte superiore, a quanto riportato dallo studio statistico sulla stessa tipologia di moduli al silicio policristallino. I moduli installati nel Portfolio, è stato riscontrato da una ispezione visiva successiva, presentano PID e “Yellowing” ad uno stato iniziale. Soprattutto il PID, tra i due difetti è quello che porta i moduli fotovoltaici a deteriorarsi e danneggiarsi più rapidamente. Un tasso di guasto maggiore rispetto le stime sperimentali riguarda anche i connettori. Nelle segnalazioni dell’O&M i guasti ai connettori sono spesso indicati come guasti ai “connettori e cavi” e riportano un generico intervento di sostituzione del componente guasto senza ulteriori specificazioni. Perciò nell’analisi sperimentale sono inclusi quasi sicuramente anche danni ai cavi che possono far lievitare λ . Inoltre, la struttura su cui poggiano i moduli è in movimento, essendo un Portfolio di 400 vele ad inseguimento solare di tipologia mono-assiale, questo può determinare una maggiore sollecitazione meccanica ai connettori e ai cavi che quindi risultano deteriorarsi o danneggiarsi più rapidamente.

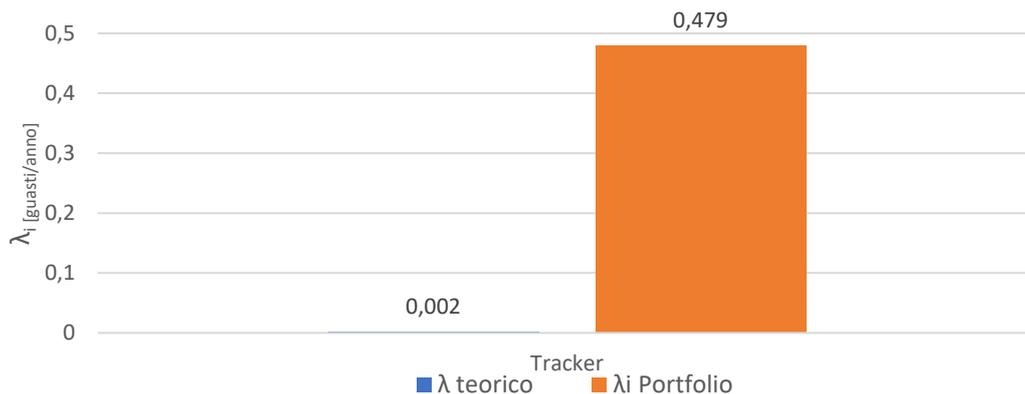


Figura 43 Confronto tasso di guasto reale dei tracker con i dati teorici

Il tasso di guasto dei tracker riscontrato nel Portfolio in esame è molto maggiore rispetto al valore riportato dallo studio condotto in Spagna su impianti fotovoltaici ad inseguimento mono-assiale. La struttura in movimento progettata per questo Portfolio effettivamente risulta “pesante” e soggetta a numerosi guasti legati al motore o alla cinghia di trasmissione del movimento. Nella Figura 44 sono riportati in termini percentuali, le principali tipologie di guasti dei tacker. Come si può notare gran parte dei faults al sistema di inseguimento solare è dovuto a una perdita dei riferimenti a causa di un problema del software o dei sensori, responsabili di comunicare la posizione ottimale del tracker al sistema di movimentazione, in funzione della posizione del sole sulla volta celeste. A causa di questo ripetuto guasto, si è pensato inizialmente che le prestazioni deludenti dell’impianto, rispetto a quanto stimato in fase di finanziamento, fossero proprio dovuti a questa problematica, ma come si vedrà nell’analisi finale sulle perdite energetiche causate dai guasti, così non è.

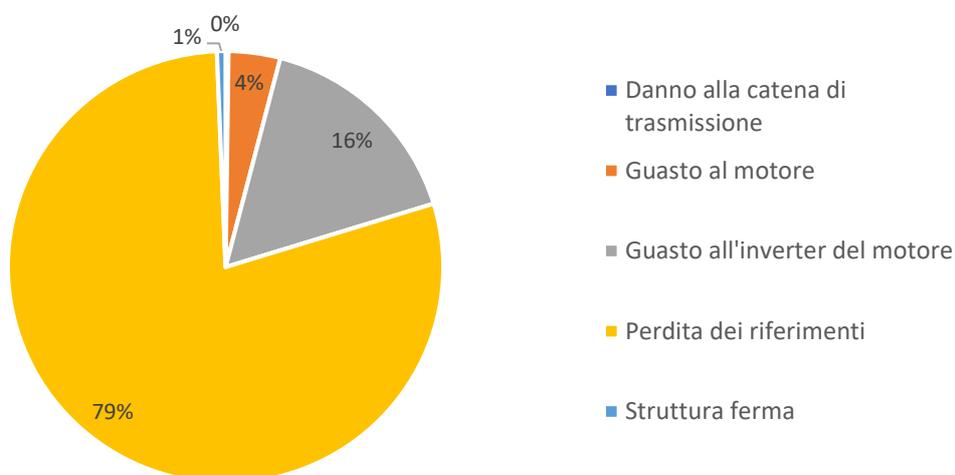


Figura 44 Casistica di cause di guasti ai tracker espressa in percentuale [%]

Si rivela maggiore rispetto ai valori reperiti dalle campagne sperimentali pubblicate in letteratura, anche il tasso di guasto degli interruttori automatici AC. Il confronto è riportato nella figura sottostante (Figura 45).

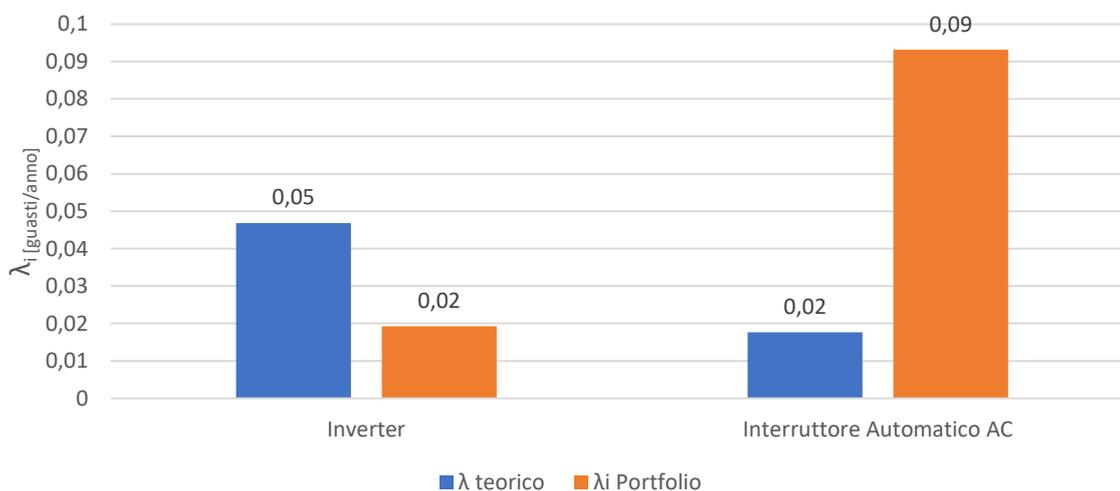


Figura 45 Confronto tasso di guasto reale di inverter e interruttori AC con i dati teorici

L'unico gruppo di elementi ad avere un numero inferiore di guasti all'anno rispetto i dati reperiti in letteratura è quello degli inverter. Una causa di questo risultato può risiedere nell'imprecisione delle comunicazioni mensili dell'O&M, che spesso non risultano precisi nel riportare il numero esatto di guasti, tralasciandone alcuni. Infatti, dalle analisi risulta che i guasti agli inverter, per l'86% dei casi richiedono un intervento in campo 'rapido' che non comporta la sostituzione dell'inverter. Tra questi si citano errori di basso isolamento, errori di temperatura, errori al sistema di messa a terra, e malfunzionamenti che richiedono un semplice reset del componente. Solo il 9% dei faults richiede la sostituzione dell'inverter mentre, il 4%, di un componente, ad esempio del display o dell'elettronica interna (Figura 46 e Figura 47).

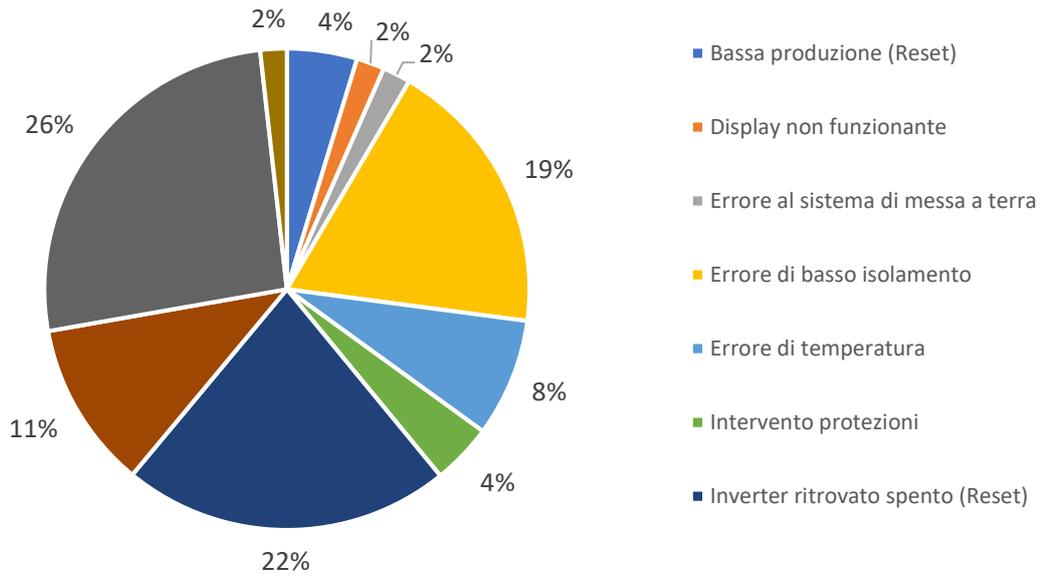


Figura 46 Casistica di cause di guasti agli inverter espressa in percentuale [%]

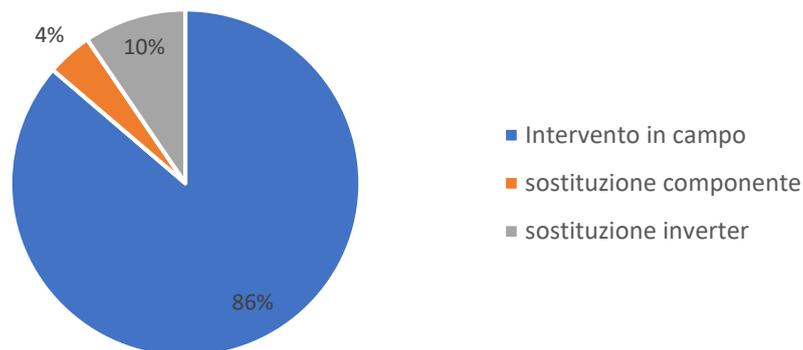


Figura 47 Casistica sulla tipologia di intervento richiesto in seguito a guasti agli inverter [%]

4.1.2 Tasso di guasto del sistema

Come già anticipa la precedente indagine sui tassi di guasto dei componenti, che risultano, tranne che per gli inverter, essere maggiori dei valori di riferimento reperiti in letteratura, così il tasso di guasto del sistema risulta essere quasi 4 volte maggiore di quanto calcolato col modello teorico.

| | <i>Teorico</i> | <i>Sperimentale</i> |
|--|----------------|---------------------|
| <i>Tasso di guasto del Portafoglio</i> | <i>106,00</i> | <i>394,78</i> |

Tabella 21 Confronto tasso di guasto complessivo del Portafoglio (10 MW)

Dopo questa prima analisi comparativa si può concludere che il campo fotovoltaico risulta essere affetto da un eccessivo numero di guasti rispetto a quanto riportato dai valori mediani ritrovati in letteratura. Inoltre, diversamente dalle previsioni esposte nel Capitolo precedente, i gruppi di componenti che partecipano a definire il tasso di guasto complessivo del sistema sono in ordine: i tracker, gli interruttori automatici AC, gli inverter, i connettori e infine i moduli. Con i dati di letteratura diversamente si era previsto un ruolo maggiore al gruppo degli inverter (70%), mentre si conferma l'elevata influenza degli interruttori.

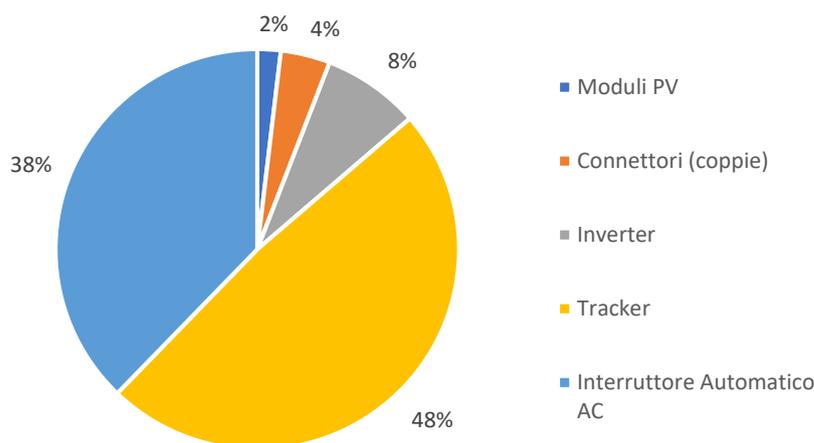


Figura 48 Peso percentuale dei componenti sul tasso di guasto complessivo del Portfolio (10MW)

Data l'evidenza di una tendenza di guasto maggiore rispetto i valori utilizzati come confronto, è quindi giustificata l'analisi delle perdite energetiche per vedere dove è possibile intervenire più rapidamente per diminuire le perdite energetiche dovute ai guasti e riportare se possibile la produzione e indirettamente il PR, ai valori di budget.

La prossima indagine si concentra sull'analisi dei tempi medi di riparazione dei componenti, confrontando i valori sperimentali con quelli degli studi reperiti in letteratura.

4.1.3 Tempo medio di riparazione dei componenti

Viene ora calcolato il tempo medio di ripristino, detto anche MTTR (Mean Time To Repair), dei componenti all'interno del Portfolio in esame. I dati sperimentali raccolti ed esposti in questo paragrafo, insieme al reciproco dei tassi di guasto precedentemente mostrati, ovvero il MTTF (Mean Time To Failure), andranno a definire la disponibilità reale del campo fotovoltaico in esame. Il calcolo del MTTR è stato effettuato sulla base mensile calcolando in media, per ogni mese in analisi, da Gennaio 2017 ad Aprile 2019, il tempo di intervento per ogni fault verificatosi per ogni tipologia di componente. Da questa distribuzione temporale del MTTR è stato considerato, come valore di riferimento per la classe di componenti il valore mediano. Questa scelta d'approccio è stata motivata dal fatto che i tempi di intervento possono essere differenti a seconda della stagione, del numero di *spare parts* (pezzi di ricambio) in magazzino o dalla gravità del guasto. Il contratto con l'O&M prevede che vengano effettuate delle riparazioni/sostituzioni istantanee in quanto si ha la possibilità, grazie a un magazzino che ha loco a pochi km dall'impianto, di recuperare i pezzi di ricambio rapidamente. Questo vantaggio riguarda soprattutto moduli e inverter, che come si è dedotto dai dati in letteratura, e confermato anche da questo studio sperimentale, richiedono elevati tempistiche di riparazione. Tuttavia, nei casi reali, benché regolati da contratti sottoscritti dalle parti, non sempre sono disponibili componenti pronti alla sostituzione ed è quindi necessario richiedere il pezzo al fornitore, allungando i tempi di intervento.

| <i>Componenti</i> | <i>Calcolo del MTTF con i dati sperimentali</i> | | |
|----------------------------|---|-------------------------|------------------------|
| | <i>MTTR massimo [h]</i> | <i>MTTR mediano [h]</i> | <i>MTTR minimo [h]</i> |
| <i>Interruttori</i> | 351,50 | 0,99 | 0,75 |
| <i>Inverter</i> | 1682,33 | 50,09 | 0,50 |
| <i>Tracker</i> | 421,00 | 0,29 | 0,50 |
| <i>Moduli</i> | 1440,00 | 239,20 | 1,50 |
| <i>Connettori/stringhe</i> | 116,04 | 2,88 | 0,50 |

Tabella 22 Tabella riassuntiva dei MTTR dei componenti calcolato sui dati sperimentali

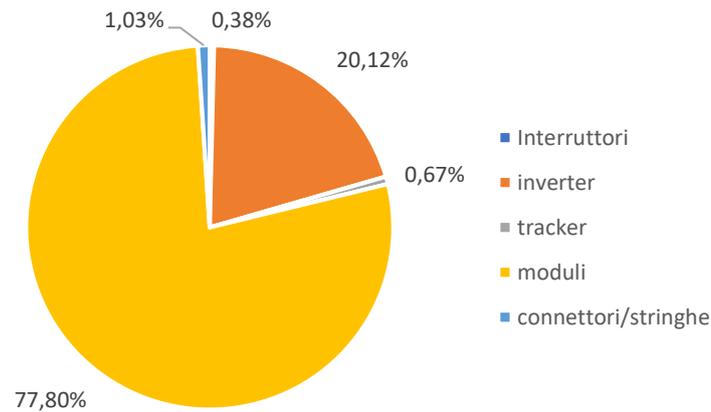


Figura 49 Peso dei MTTR dei componenti sulle ore di intervento complessive in impianto

Come infatti si evidenzia da questa indagine sperimentale i componenti ad avere un tempo di intervento maggiore sono i moduli e gli inverter. In alcuni casi sono richiesti in media a componente più di 70 giorni per riparare un inverter e 60 giorni per sostituire un modulo fotovoltaico. Di seguito è riportato nella Figura 50 della pagina seguente, un confronto tra i dati reperiti in letteratura di MTTR dei componenti e i valori medi sperimentali. Si osserva che nel caso dei moduli fotovoltaici i tempi richiesti per la riparazione in media sono 4 volte superiori a quelli ipotizzati. Gli inverter invece si avvicinano ai valori medi teorici. Negli altri caso i tempi di intervento sono molto efficienti rispetto ai dati riportati in letteratura, soprattutto nel caso dei connettori. Probabilmente questa rapidità di intervento nel caso di problemi ai connettori o ai cavi è dovuta al tipo di monitoraggio che avviene a livello di inverter. Poiché gli inverter sono connessi a due stringhe è facilmente individuabile un calo di produzione dovuto ai connettori o ai cavi della stringa se all'inverter non compaiono errori.

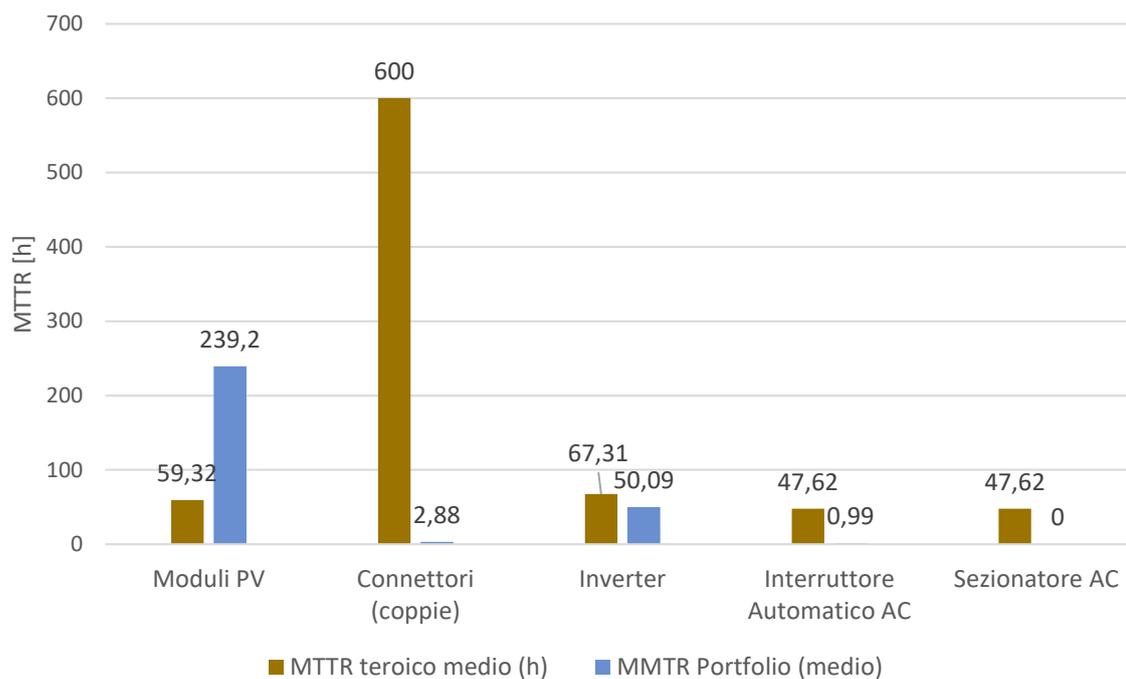


Figura 50 Dati da letteratura su MTTR dei componenti confrontati con i MTTR sperimentali dei componenti dell'impianto

Per approfondire l'analisi il MTTR viene diviso per tipologia di guasto sugli inverter. Questa ulteriore analisi non può essere estesa ai moduli fotovoltaici i cui fault riportati prevedono sempre la sola sostituzione dell'elemento richiedono un tempo variabile compreso tra i tre mesi e le due 2 ore a seconda della disponibilità delle *spare parts* (pezzi di ricambio) in magazzino. Come si evidenzia dalla Figura 51 i tempi di intervento elevati sono sostanzialmente dovuti alle sostituzioni di componenti guasti che non avvengono con la tempistica secondo cui dovrebbero avvenire se si considera il contratto di manutenzione. Sarà per questo necessario sollecitare l'O&M al fine di ridurre i tempi richiesti per sostituire i componenti assicurandosi di avere un numero appropriato di pezzi di ricambio in magazzino. Anche se il tasso di guasti l'anno degli inverter è inferiore rispetto ai dati reperiti in letteratura, elevati MTTR possono causare perdite di energia che determinano a fine mesi degli indici di prestazione basati sul PR inferiori alle aspettative. Sarà perciò scopo dell'indagine sulle perdite energetiche valutare l'ammontare delle perdite di energia per i guasti agli inverter che abbiano richiesto la sostituzione del componente.

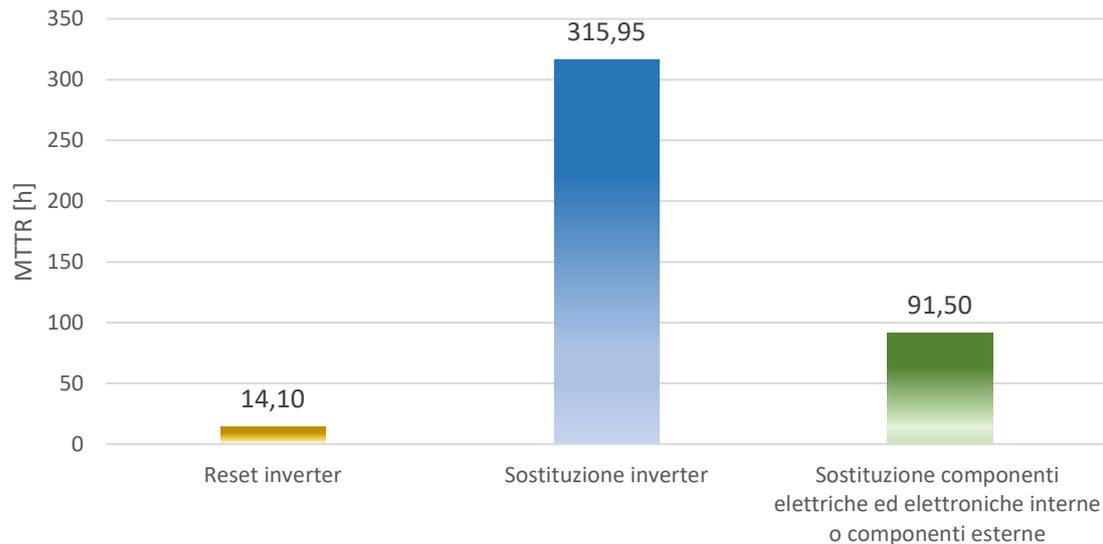


Figura 51 MTTR medio per tipo di intervento sugli inverter

Per conoscenza viene aggiunto un grafico sui tempi medi di intervento dei tracker differenziando errori di localizzazione e guasti a componenti del sistema di inseguimento o al motore elettrico.

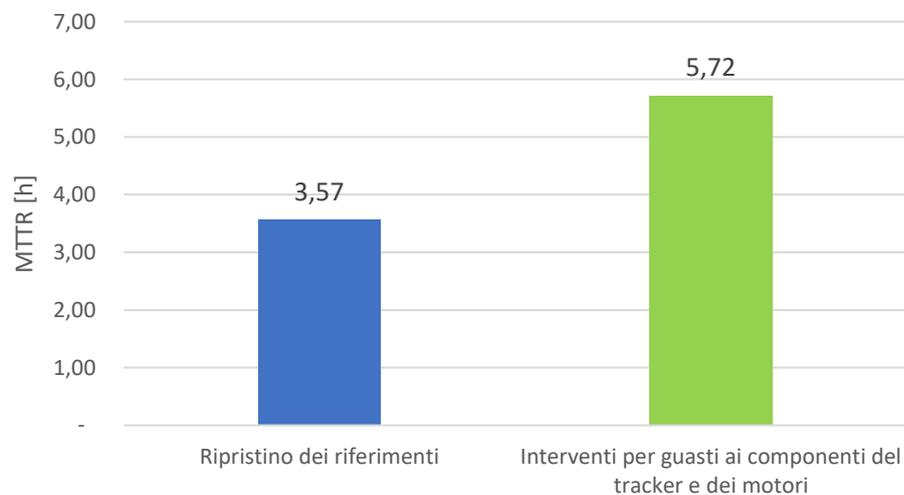


Figura 52 MTTR medio in base alla tipologia di guasto del sistema di tracking

4.1.4 Disponibilità dei componenti e del sistema

Di seguito si riporta il confronto tra la disponibilità a livello di componenti nel sistema sotto-impianto e nel sistema Portfolio, calcolata coi dati sperimentali e quella calcolata con i dati teorici.

| <i>Sotto-impianto</i> | <i>Letteratura</i> | <i>Caso sperimentale</i> |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------------|
| <i>Moduli PV</i> | 99,961% | 99,579% |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 99,996% | 99,998% |
| <i>Inverter</i> | 99,768% | 99,973% |
| <i>Tracker</i> | 99,000% | 99,999% |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | 99,991% | 99,997% |
| <i>Sezionatore AC</i> | 99,961% | 100% |

Tabella 23 Tabella di confronto tra disponibilità sperimentale e teorica dei singoli elementi a livello di sotto-impianto

| <i>Portfolio</i> | <i>Letteratura</i> | <i>Caso sperimentale</i> |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------------|
| <i>Moduli PV</i> | 96,061% | 57,88% |
| <i>Connettori (coppie)</i> | 98,579% | 99,12% |
| <i>Inverter</i> | 76,761% | 97,30% |
| <i>Tracker</i> | 94,000% | 99,90% |
| <i>Interruttore Automatico AC</i> | 96,928% | 99,73% |
| <i>Sezionatore AC</i> | 99,107% | 1000% |

Tabella 24 Tabella di confronto tra disponibilità sperimentale e teorica dei singoli elementi a livello di sotto-impianto

Si evidenzia una maggiore indisponibilità dei moduli fotovoltaici, dovuta ad elevati MTTR. I tracker a differenza di quanto pensato inizialmente hanno un'elevata disponibilità. Il dato più sorprendente è la disponibilità degli inverter che si pensava sarebbe stata molto più bassa.

Confrontando l'analisi della disponibilità complessiva del sistema (Tabella 26), lo studio condotto sui dati sperimentali conferma un valore basso al di sotto delle aspettative date dall'analisi condotta con i dati da letteratura.

| <i>Sotto-impianto</i> | <i>Letteratura</i> | <i>Caso sperimentale</i> |
|----------------------------------|--------------------|--------------------------|
| <i>Disponibilità del sistema</i> | 98% | 99,56% |

Tabella 25 Disponibilità del sotto-impianto: confronto valore sperimentale e teorico

| <i>Portfolio</i> | <i>Letteratura</i> | <i>Caso sperimentale</i> |
|----------------------------------|--------------------|--------------------------|
| <i>Disponibilità del sistema</i> | 61,44% | 53,3% |

Tabella 26 Disponibilità del Portfolio: confronto valore sperimentale e teorico

Le analisi sperimentali concludono con una visione più pessimistica rispetto la visione data dall'analisi fatta con i dati di letteratura sulla disponibilità del sistema. Tuttavia, confermano ciò che si era preventivamente dedotto, ovvero che la configurazione del portafoglio in esame risulti essere predisposta ad elevati tassi di guasto dato il numero di componenti e che quindi i valori di disponibilità risultino essere medio bassi. Inoltre, un risultato sperimentale inferiore ai valori ricavati utilizzando il modello della disponibilità con dati di altre campagne sperimentali condotte sempre su impianti fotovoltaici, insieme ai risultati dei confronti precedenti condotti singolarmente sui failure rate e sui tempi medi di riparazione dei singoli componenti, confermano lo stato di degrado del portafoglio. Ulteriormente, elevati valori dei MTTR denunciano che eventi di guasto che coinvolgono i moduli fotovoltaici non gestiti secondo i termini contrattuali, aumentando l'indisponibilità del sistema, già di per se bassa.

4.1.5 Incomunicabilità del sistema

In questo paragrafo si è voluto fare un'analisi che non direttamente interessa lo stato della produzione del portfolio, ma che indirettamente potrebbe averne un'influenza. Ovvero si è analizzato quanto mediamente nel corso dell'anno il portafoglio di impianti risulti non essere in comunicazione con i sistemi di monitoraggio da remoto. Infatti, come già trattato nell'introduzione, il futuro del fotovoltaico mira ad essere sempre di più connesso alla rete, monitorato a livello di inverter, o addirittura di stringa, per avere un completo controllo dell'impianto. Inoltre, con i dati raccolti dal monitoring sarà possibile elaborare modelli previsionali, ad alta affidabilità, per predire le condizioni metereologiche e le produzioni degli impianti per una migliore gestione dei carichi della rete elettrica nazionale.

In più di due anni il portafoglio di impianti è stato irraggiungibile da remoto solo una volta e per una limitata porzione di tempo (solo mezz'ora) secondo i report dell'O&M. Sono invece numerosi i problemi di comunicazione che accadono sporadicamente all'interno del campo fotovoltaico e colpiscono in media dagli 1 ai 4 sotto-impianti.

| | <i>Etichette</i> | <i>Durata cumulata [h]</i> |
|----------------------------------|--|--------------------------------|
| <i>Unità</i> | <i>Communication/datalogger</i> | <i>104</i> |
| <i>Guasto</i> | <i>Mancata trasmissione dei dati</i> | <i>102</i> |
| <i>Soluzione</i> | <i>Controllo della connessione e reset del sistema</i> | |
| <i>Guasto</i> | <i>Errore nella data comunicata</i> | <i>2</i> |
| <i>Soluzione</i> | <i>Controllo della connessione e reset del sistema</i> | |
| <i>Unità</i> | <i>Modem</i> | <i>12</i> |
| <i>Guasto</i> | <i>Modem guasto</i> | <i>4</i> |
| <i>Soluzione</i> | <i>Controllo della connessione e reset del sistema</i> | <i>4</i> |
| | <i>Sostituzione del modem</i> | <i>1</i> |
| | <i>Reset del modem</i> | <i>6</i> |
| | <i>Sostituzione della sim del modem</i> | <i>1</i> |
| <i>Totale complessivo in ore</i> | | <i>116</i> |

Tabella 27 Tipologia e durata degli errori di comunicazione del campo fotovoltaico

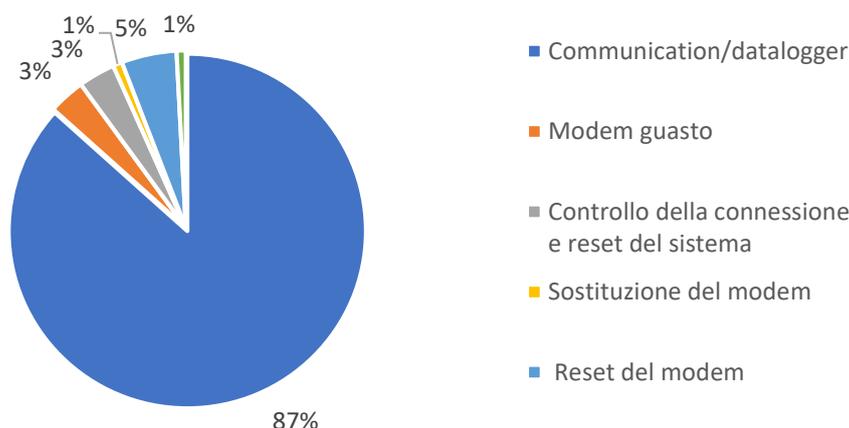


Figura 53 Peso percentuale degli errori di comunicazione

Si può stimare che in due anni gli errori di connessione dovuti a problemi della rete, del sistema di monitoraggio e raccolta dati, nonché a problemi tecnici al modem o alla sim, costituiscano solo lo 0,013% delle ore (considerando 24 ore di comunicazione al giorno). Ogni errore ha un MTTR medio di 1,56 ore, con picchi di minimo e massimo di durata rispettivamente di mezzora e di 25 ore. Con un MTTF di 110,27 h, calcolato sull'arco delle ore di un anno ($\lambda=0,009e-7$ [1/10⁶h]), si ricava un'Availability del sistema di comunicazione è del 98,41%.

4.1.6 Confronto sperimentale con due Portafogli di simile configurazione

Il Portfolio in questione è stato ulteriormente messo a confronto, oltre che con i dati da letteratura con due parchi fotovoltaici di simile costruzione, gestiti da Vector Cuatro Group nella medesima area geografica di collocazione. I due Portfolio risultano soddisfare i valori di performance definiti in fase di investimento, al contrario dell'impianto principale in esame, nonostante una conformazione impiantistica simile.

I due Portfolio saranno nominati P2 e P3. L'impianto P2 è costituito da 113 sotto-impianti indipendenti da 50 kW_p per un totale di 5,6 MW_p. Ogni impianto è dotato di sistema di 3 vele con tracking mono assiale con simile configurazione rispetto a quella del principale impianto in esame. Sulle vele sono installati dai 27 moduli di tipo B da 200-205 W_p, per un totale di

9153 moduli. Su ogni vela sono installati tre inverter di stringa da 3kW, a cui sono connesse 2 stringhe, per un totale di 1017 inverters.

L'impianto P3 è costituito da 100 sotto-impianti indipendenti da 100 kW_p ciascuno. Ognuno è formato da 3 vele con tracking mono-assiale su cui sono installati 3 inverter da 5kW, 2 stringhe per ogni inverter, e 27 moduli a vela di tipo B da 200-205 W_p.

Nel caso di P2 sono stati analizzati nel periodo tra Gennaio 2017 e Aprile 2019 un numero di eventi pari a 446; nel caso di P3 se ne sono verificati 1072.

Di seguito è illustrato per mezzo di istogrammi il confronto sui tassi di guasto dei singoli componenti, espressi in guasti all'anno, per i 3 portafogli.

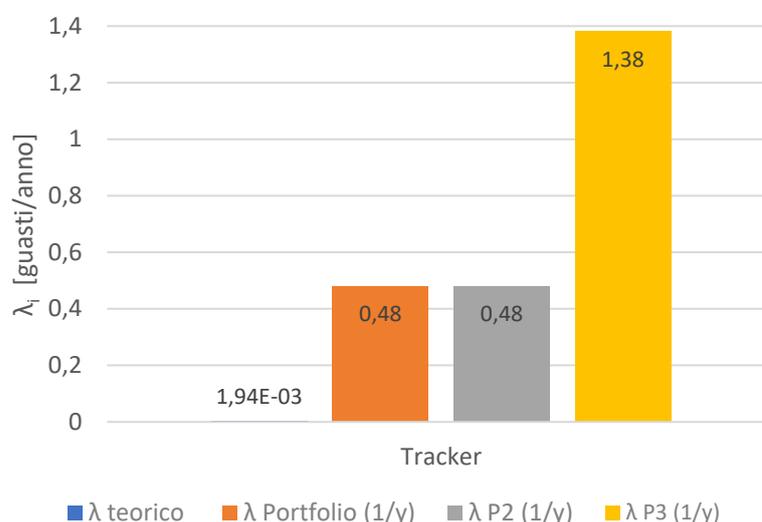


Figura 54 Confronto tasso di guasto (1/y) tra i tre impianti per i tracker

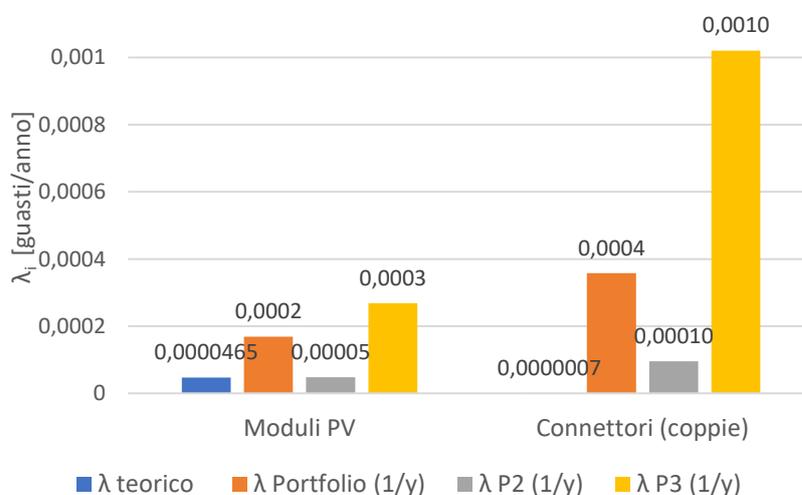


Figura 55 Confronto tasso di guasto (1/y) tra i tre impianti per moduli e connettori

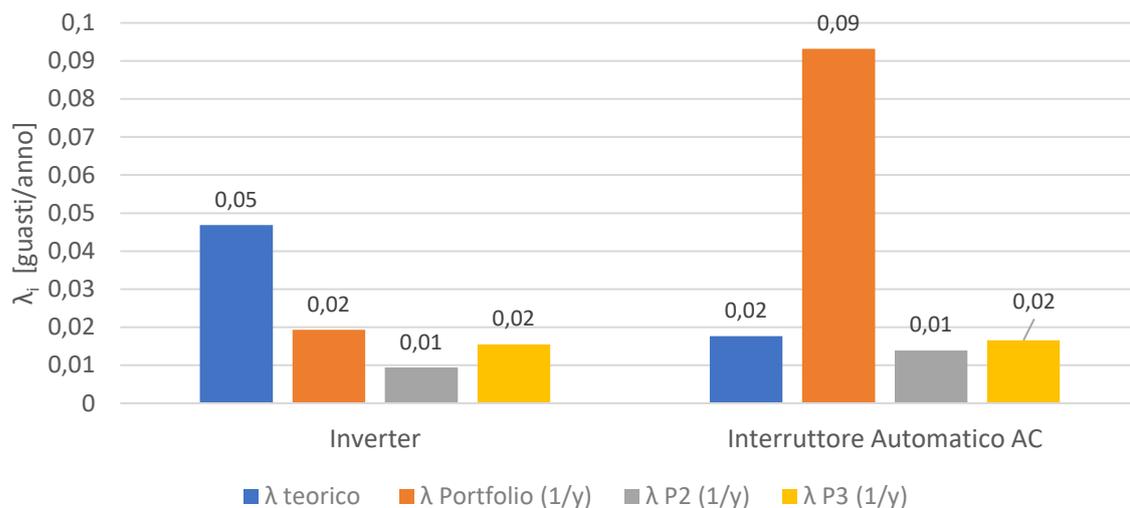


Figura 56 Confronto tasso di guasto (1/y) tra i tre impianti per inverter e interruttori automatici AC

Si osserva un numero maggiore di guasti agli inverter e agli interruttori automatici AC. Un tasso di guasto superiore ad uno dei due impianti per quanto riguarda i moduli fotovoltaici e i connettori. Tuttavia, nessun guasto sembra avvenire in maniera così frequente da rilevare una problematica ad un determinato gruppo di componenti.

È stato elaborato lo stesso confronto anche per i MTTF dei singoli componenti, espressi in ore, per i 3 portafogli.

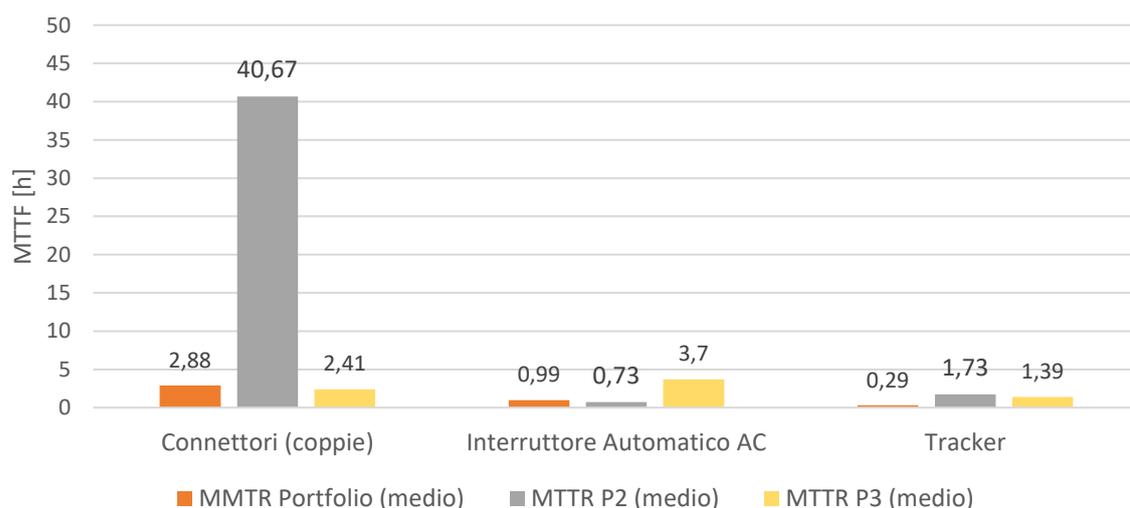


Figura 57 Confronto tra i tre impianti del MTTR medio dei componenti

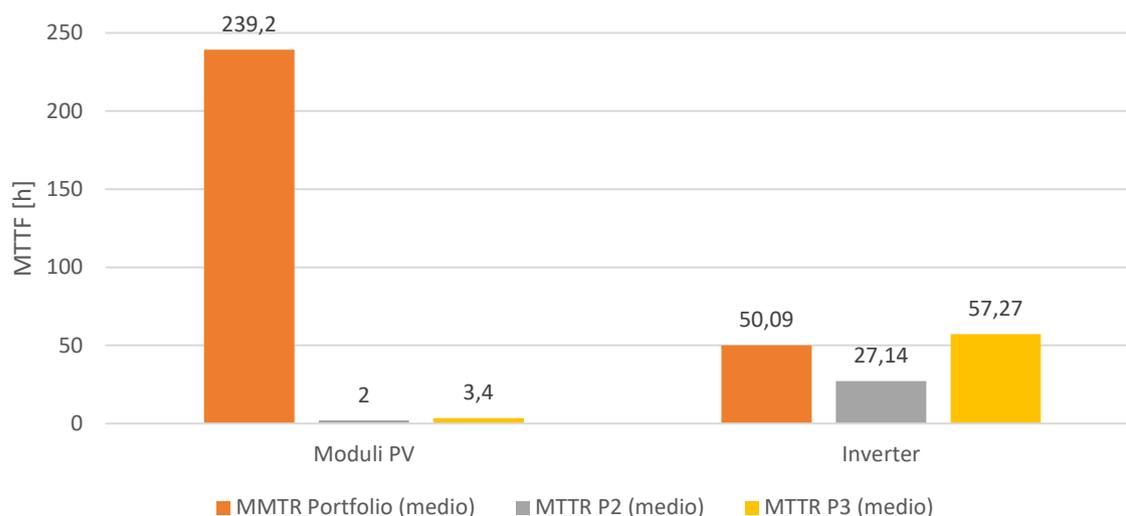


Figura 58 Confronto tra i tre impianti del MTTR medio dei componenti

In tal caso invece è evidente come il Portfolio in esame dimostri di avere un elevato MTTF riferito ai guasti dei pannelli fotovoltaici rispetto agli altri portafoglio (Figura 58). Questo dato aveva già precedentemente influito a definire la disponibilità dei moduli FV pari al poco più del 50%.

È stata infine confrontata la disponibilità, calcolata con i dati da letteratura effettuando il conteggio delle componenti presenti nell'impianto P2 e P3 (riportate nella Tabella 28 e 29), e quella sperimentale utilizzando i dati ricavati dai report dell'azienda manuttrice degli impianti.

Calcolo disponibilità del sistema P2

| <i>Conteggio componenti</i> | | <i>A_{sperimentale}</i> | <i>A_{teorica}</i> |
|-----------------------------|-------------|---------------------------------|----------------------------|
| <i>Connettori (coppie)</i> | <i>9153</i> | <i>93,5%%</i> | <i>81,43%</i> |
| <i>Interruttori AC</i> | <i>1469</i> | | |
| <i>Inverter</i> | <i>1017</i> | | |
| <i>Moduli</i> | <i>9153</i> | | |
| <i>Tracking</i> | <i>339</i> | | |
| <i>Sezionatori</i> | <i>6</i> | | |

Tabella 28 Calcolo dell'Availability del sistema P2

Calcolo Availability del sistema P3

| Conteggio componenti | | $A_{sperimentale}$ | $A_{teorica}$ |
|----------------------|------|--------------------|---------------|
| Connettori (coppie) | 8100 | 84,21% | 83,24% |
| Interruttori AC | 1469 | | |
| Inverter | 900 | | |
| Moduli | 8100 | | |
| Tracking | 300 | | |
| Sezionatori | 6 | | |

Tabella 29 Calcolo dell'Availability del sistema P3

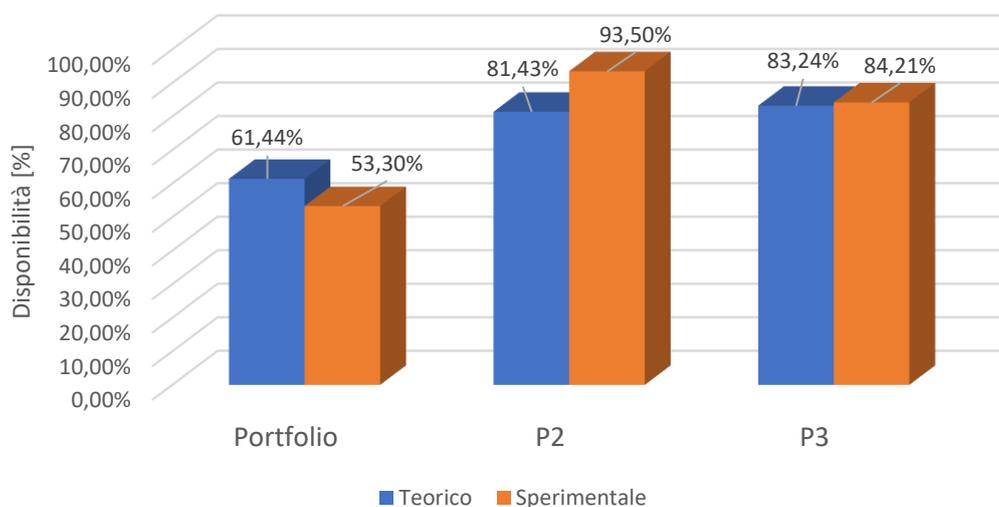


Figura 59 Confronto tra le disponibilità sperimentali e teoriche ricavate per i tre portafogli

L'analisi preliminare della disponibilità si conferma ben inquadrata intorno all'80% per l'impianto P3 e P2. Il portafoglio P3 nonostante abbia la stessa potenza del Portafoglio in esame risulta avere una disponibilità maggiore che evidenzia una migliore configurazione progettuale. I valori sperimentali di affidabilità per gli altri due campi fotovoltaici sono o in linea (P3) o maggiori (P2) di quelli ricavati 'teoricamente', mentre per il Portafoglio il valore reale di affidabilità risulta inferiore. Analizzando nel dettaglio, il portafoglio P2 è un impianto su cui non sono stati registrati elevati tassi di guasto l'anno o eccessivi tempi di intervento, che giustificano una disponibilità maggiore di quanto ci si potesse aspettare, mentre è evidente che i guasti e i tempi di intervento sul Portafoglio in esame non rispettino le aspettative. Si procede quindi ad un'analisi delle perdite energetiche per ulteriori valutazioni sull'impatto di particolari classi di guasto sulla produzione energetica del portafoglio di impianti, al fine di attuare una manutenzione preventiva più tempestiva o interventi di riammodernamento mirati.

4.2 Calcolo e analisi delle perdite energetiche

Le perdite di energia sono state stimate sulla base dei singoli componenti coinvolti citati nei report mensili dell'O&M, a partire dai dati disponibili sul portale di monitoraggio da remoto. Il monitoraggio nel Portfolio, come già anticipato, raggiunge la produzione dei singoli inverter installati sui sistemi di inseguimento solare. La perdita di energia è stata valutata nella finestra temporale indicata nel report. Ciascuno dei componenti difettosi è stato confrontato con un benchmark scelto come segue:

- Nessun difetto dell'intero parco rilevato. Nessun benchmark necessario;
- In caso di guasto di un singolo sottosistema completo (sotto-impianto o vela ad inseguimento), è stato selezionato come benchmark una media della produzione di sottosistemi equivalenti circostanti. Essendo il Portfolio esteso su circa 4 ettari di terreno è fondamentale considerare sistemi vicini per garantire simili condizioni di irraggiamento;
- Nel caso di fault ad un tracker su cui sono stati montati moduli di tipo A è stato scelto come benchmark un tracker con stessa tipologia A di moduli nell'area circostante;
- Nel caso di fault ad un tracker su cui sono stati montati moduli di tipo B è stato scelto come benchmark un tracker con stessa tipologia B di moduli nell'area circostante;
- In caso di guasto di un singolo inverter, è stato selezionato come benchmark uno o una media di inverter installati nello stesso tracker, se funzionano correttamente, o in uno dei tracker circostanti con installato lo stesso tipo di moduli.
- Nel caso di fault ad una singola stringa, poiché il monitoraggio sul portale Meteocontrol si spinge fino a livello di inverter, non può essere definita la produzione di energia delle singole stringhe e quindi viene fatto un confronto tra l'inverter a cui appartiene la stringa danneggiata/guasta con un inverter installato sullo stesso tracker, se funzionante, o uno dei tracker circostanti con installati la stessa tipologia di moduli fotovoltaici.

Sul tempo di guasto sono state eseguite due diverse valutazioni sulle perdite di energia:

- Energia persa durante le finestre temporali condivise nel rapporto mensile dell'O&M;
- Energia totale persa durante il giorno.

Il secondo è sembrato, anche a causa delle inesattezze riportate sui report mensili sull'effettiva ora di ripristino, l'approccio più affidabile.

4.2.1 Classificazione dei guasti per l'analisi energetica

A partire dalle informazioni dei reports dell'O&M, il primo passo dell'analisi è consistito nella classificazione dei gruppi di errore su cui è stato possibile implementare una statistica dedicata per le perdite di energia. L'obiettivo è quello di verificare quale macro-gruppo di componenti necessita di una maggiore attività manutentiva preventiva per diminuire le perdite di energia che affliggono le performance dell'impianto abbassandone il PR. Inoltre, ciò permette di diminuire il failure rate del gruppo di elementi i cui guasti comportano una maggiore perdita di energia, anche se questi non necessariamente si presentano con maggiore frequenza. A giovare è sicuramente anche la disponibilità del Portfolio e dei singoli sotto-impianti.

Nell'analisi energetica sono state uniformate le classi di errore sotto due livelli di categorizzazione:

- Il componente (PVP-Sotto-Impianto, TRK-Tracker, INV-Inverter, STR-stringa e moduli)
- La tipologia di guasto (PVP1- Fermo manuale, PVP2- Intervento delle protezioni, TRK1-Perdita dei riferimenti, TRK2-Guasto al motore...)

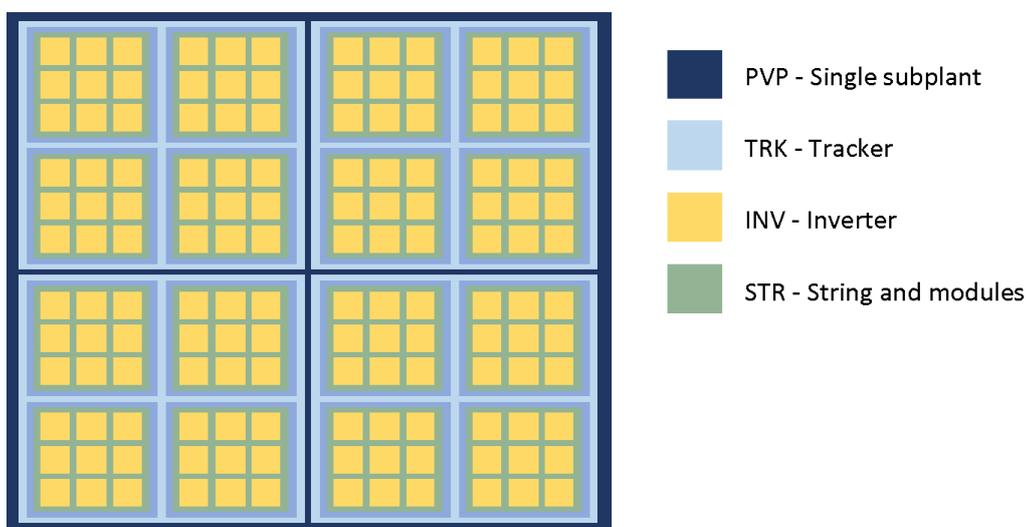


Figura 60 Suddivisione dei guasti in macro-categorie per l'analisi energetica

Nella prima macrocategoria sono inclusi tutti i guasti o i malfunzionamenti che coinvolgono la produzione energetica di un intero sotto-impianto, o più sotto-impianti. I guasti degli impianti fotovoltaici sono suddivisi in altre categorie più dettagliate:

- PVP1- Arresto manuale;
- PVP2- Arresto automatico - intervento di protezione;
- PVP3 - Arresto automatico - condizioni meteorologiche.

L'"arresto manuale", o arresto volontario, della produzione di un sotto-impianto o dell'intero Portfolio, si verifica quando l'operatore per sua decisione, o obbligato da una terza parte (il Distributore) interrompe temporaneamente la produzione energetica. Questo evento può accadere ad esempio per eseguire la manutenzione, la sostituzione di componenti o altre attività programmate all'interno o all'esterno del parco fotovoltaico.

È classificato come un "intervento automatico/intervento di protezione" ogni arresto involontario del sotto-impianto verificato a causa di un intervento di una protezione (sezionatore/interruttore automatico) correlato ad un guasto o a condizioni esterne della rete, tali per cui è necessario mettere in sicurezza l'impianto.

Si intende "arresto automatico - condizioni meteorologiche" ogni arresto involontario dell'impianto che si è verificato a causa dell'intervento di alcuni componenti di protezione a causa di eventi meteorologici che avrebbero potuto danneggiare le componenti elettroniche ed elettriche dell'impianto.

Nella seconda macro-categoria sono coinvolti tutti i guasti o malfunzionamenti che coinvolgono i sistemi di inseguimento solare. I guasti più dettagliatamente sono suddivisi:

- TRK1- Perdita dei riferimenti
- TRK2 - Guasto al motore

È classificato come un guasto per "perdita dei riferimenti" ogni malfunzionamento del sistema di inseguimento solare a causa di un errore di localizzazione che ha posto il tracker in una posizione non perpendicolare alla radiazione solare. Potrebbe accadere sia per un errore del software che per un malfunzionamento dei sensori.

Il "guasto del motore" è la categoria di faults ai trackers verificati a causa di un guasto in uno dei componenti che si occupano della movimentazione meccanica del tracker, principalmente il motore e i suoi componenti elettronici ed elettrici. Di conseguenza la perdita di energia,

rispetto al budget si verifica perché il tracker si ferma, per il guasto, in una posizione non ottimale a massimizzare l'incidenza sui moduli dalla radiazione solare.

La terza macro-categoria categoria sono inclusi tutti i guasti degli inverter. I guasti dell'inverter sono suddivisi in altre categorie più dettagliate:

- INV1 - Ripristino dell'inverter
- INV2- Sostituzione inverter
- INV3- Sostituzione di componenti

È classificato come un "reset dell'inverter" ogni guasto o *prestazione al di sotto delle attese* ("sottoperformance") dell'inverter verificatosi a causa di un errore di un componente interno, che può essere risolto con un reset e un semplice ripristino della produzione senza una vera e propria sostituzione dell'inverter o di un componente interno. Questa tipologia di fault accade solitamente a causa di un errore del software o di un errore temporaneo come il blocco della ventola di areazione.

Nel caso di "sostituzione inverter" si ha un'interruzione della produzione a causa di un guasto che richiede la sostituzione dell'inverter. Potrebbe verificarsi sia per un errore irreversibile del software che per un errore hardware (guasto della scheda elettronica, guasto dei componenti di alimentazione, etc.).

Infine, con "sostituzione di componenti" si intende ogni perdita di energia per guasti di componenti interni all'inverter che possono essere risolti sostituendo il componente danneggiato, senza ricorrere alla sostituzione dell'intero inverter. In questa categoria ricadono errori del software (aggiornamento del firmware) o danni minori (fusibile, connettore, SPD).

Nell'ultima, quarta macro-categoria sono inclusi tutti i guasti che coinvolgono la produzione di energia di stringa.

- STR1 - Sostituzione del modulo
- STR2 - Sostituzione cavo e connettore
- STR3 - Ricollegamento del connettore del cavo

È classificato come "sostituzione del modulo" ogni perdita di produzione causata dalla rottura di moduli fotovoltaici e alle attività di sostituzione del modulo danneggiato. I principali motivi che portano alla sostituzione del modulo sono danni fisici (vetri rotti, danni al telaio, danni ai cavi) o difetti del modulo (PID, hot spot, diodi, ecc.). Quest'ultimi possono raggiungere stadi

avanzati riducendo considerevolmente l'efficienza di conversione del modulo o essere una possibile causa di guasti ad altre componenti elettriche ed elettroniche dell'impianto a causa di sovracorrenti o tensioni generate dai moduli difettati.

Nella categoria "sostituzione di cavi e connettori" ricadono i casi in cui il guasto riguarda il cavo (basso isolamento, danno fisico) o i connettori della stringa e le relative attività di sostituzione che avvengono ad impianto spento.

Infine, è classificato come una "riconessione di cavi e connettori" ogni errore di produzione causato dalla disconnessione di cavi e connettori e delle relative attività di manutenzione per effettuare la riconnessione. Una disconnessione dei connettori può avvenire per cause "naturali" (forte vento, animali che transitano vicino ai moduli) o per cause "umane" (attività di falciatura, mancanza di manutenzione).

4.2.2 Classificazione in funzione della tipologia di modulo FV

Come è stato già introdotto nell'impianto sono presenti moduli in silicio policristallino di due brand differenti. Per giunta ognuna delle categorie precedentemente illustrate, viene, ove possibile, ricondotta al tipo di modulo fotovoltaico installato su quella linea di produzione. Viene aggiunta una lettera, A o B, che identifica rispettivamente se ad essere coinvolto nell'errore è un modulo di tipo A o di tipo B. Il brand della casa di produzione verrà ommesso per motivi di privacy.

Ad esempio, se si verifica una perdita di energia a causa di un intervento di protezione dell'interfaccia di una vela su di un impianto su cui sono installati moduli di tipo A, la perdita di energia sarà ricondotta alla categoria "PVP2-A". Mentre se l'interruttore è posto a valle del sotto-impianto, su cui sono montati entrambi i brand di moduli fotovoltaici, il fault verrà classificato come "PVP2".

4.2.3 Tabella riassuntiva delle macrocategorie di guasti

| <i>Macrocategoria</i> | <i>Classificazione</i> | <i>Descrizione</i> |
|--------------------------|------------------------|---|
| <i>Interruttori</i> | <i>PVP1</i> | <i>Arresto manuale sotto-impianto</i> |
| | <i>PVP2</i> | <i>Arresto automatico per intervento protezioni</i> |
| | <i>PVP3</i> | <i>Arresto per condizioni metereologiche avverse</i> |
| <i>Tracker</i> | <i>TRK1</i> | <i>Perdita dei riferimenti dei tracker</i> |
| | <i>TRK2</i> | <i>Guasto ai motori dei tracker</i> |
| <i>Inverter</i> | <i>INV1</i> | <i>Errori agli inverter che portino al ripristino rapido della produzione</i> |
| | <i>INV2</i> | <i>Guasti agli inverter che ne richiedano la sostituzione</i> |
| | <i>INV3</i> | <i>Guasti ai componenti degli inverter che ne richiedano la sostituzione</i> |
| <i>Moduli e Stringhe</i> | <i>STR1</i> | <i>Guasti ai moduli</i> |
| | <i>STR2</i> | <i>Guasti cavi e connettori</i> |
| | <i>STR3</i> | <i>Cattiva connessione di cavi e connettori</i> |

Tabella 30 Tabella riassuntiva delle categorie di guasti d'interesse per l'analisi delle perdite energetiche

4.2.4 Risultati dell'analisi energetica

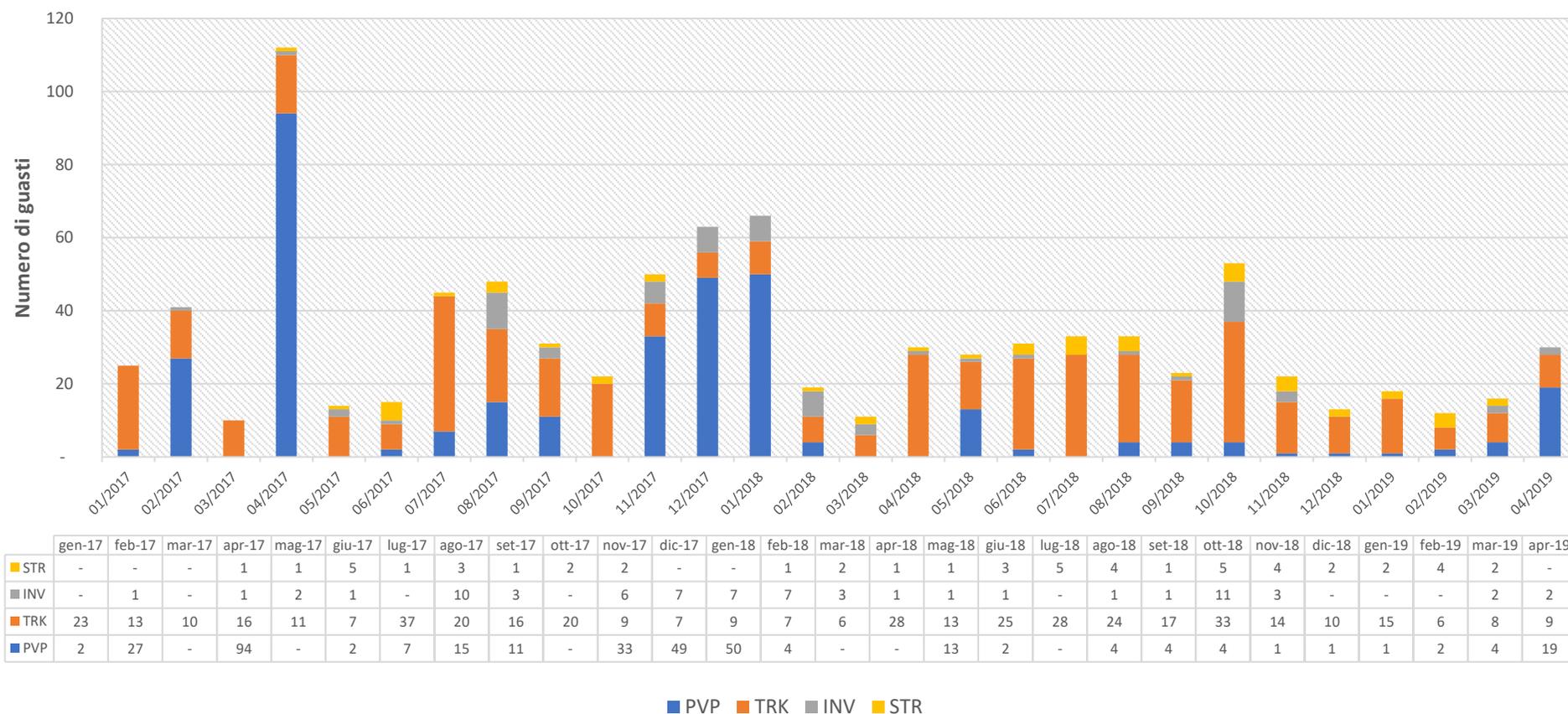


Figura 61 Numero di guasti per macrocategoria

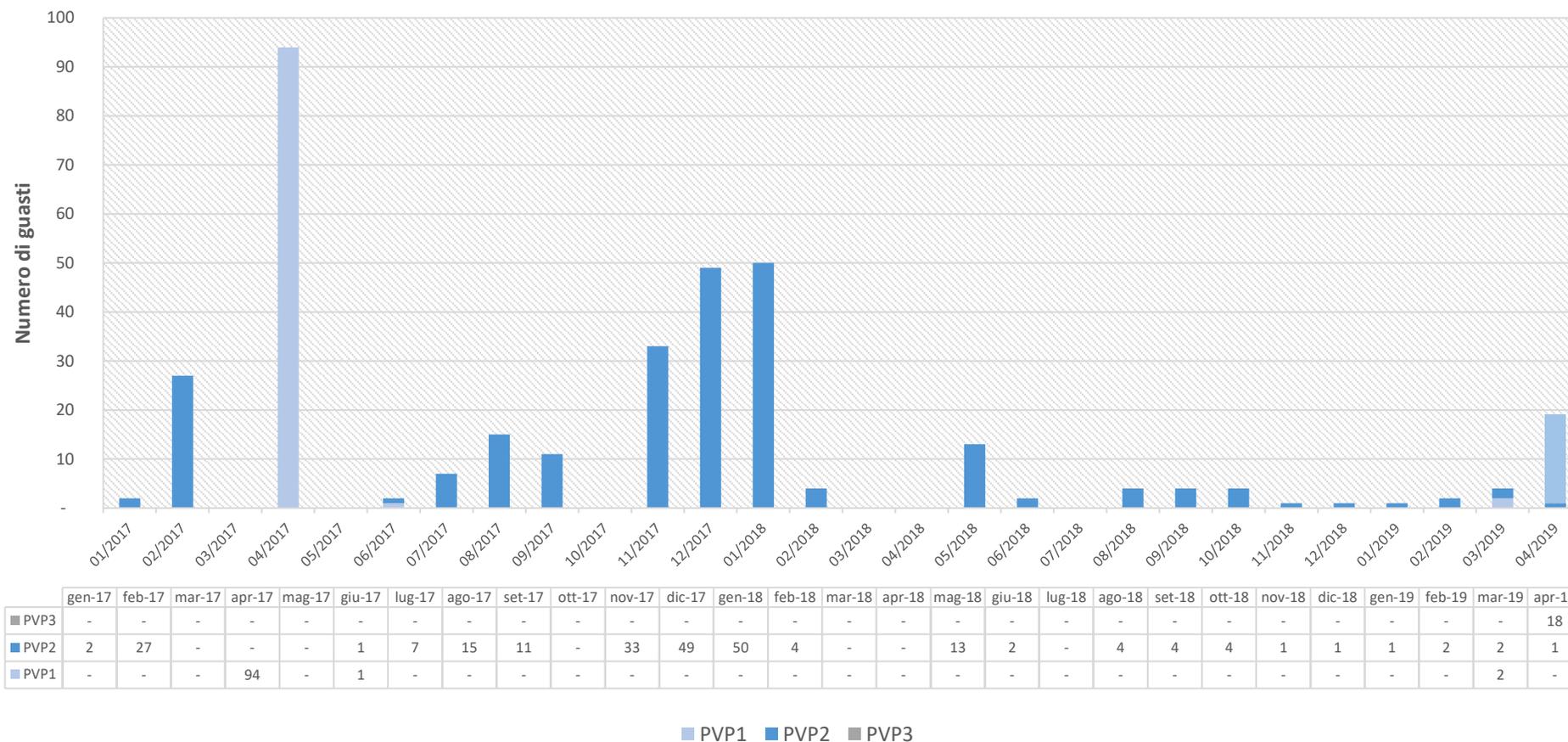


Figura 62 Numero di guasti della prima macro-categoria “PVP” riferita agli interruttori

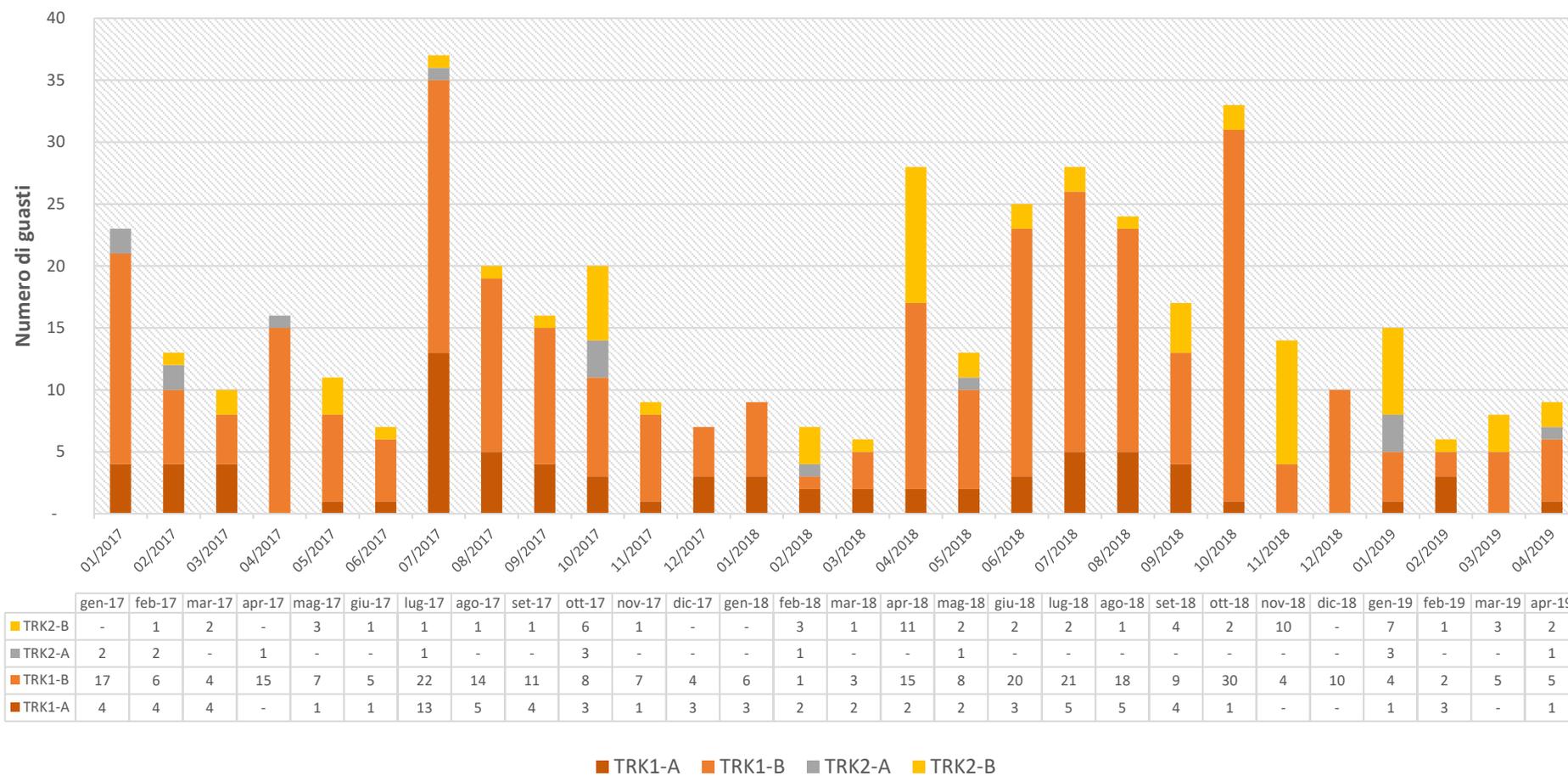


Figura 63 Numero di guasti della seconda macrocategoria "TRK" riferita ai sistemi di inseguimento

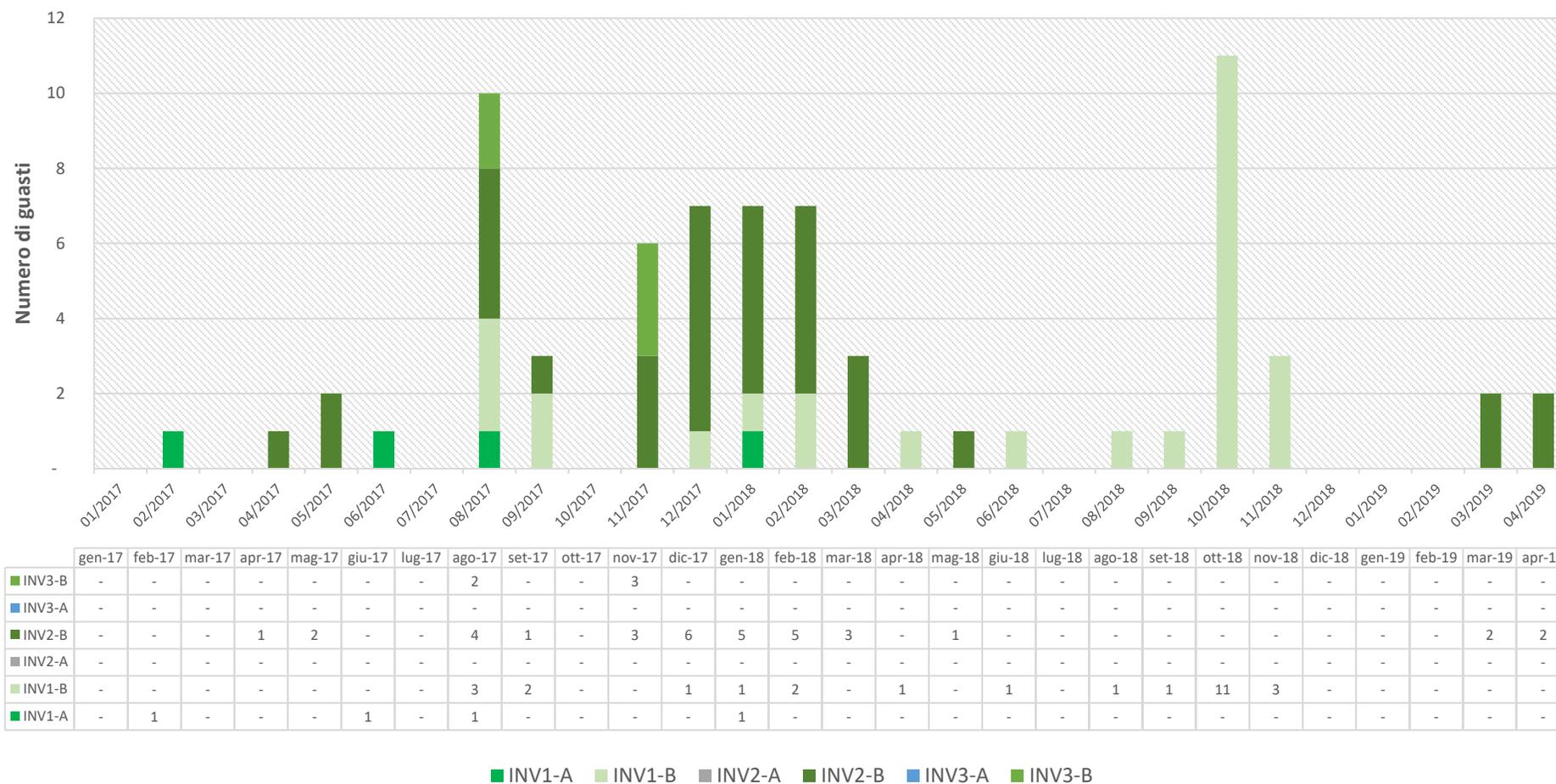


Figura 64 Numero di guasti della terza macro-categoria "INV" riferita agli inverter

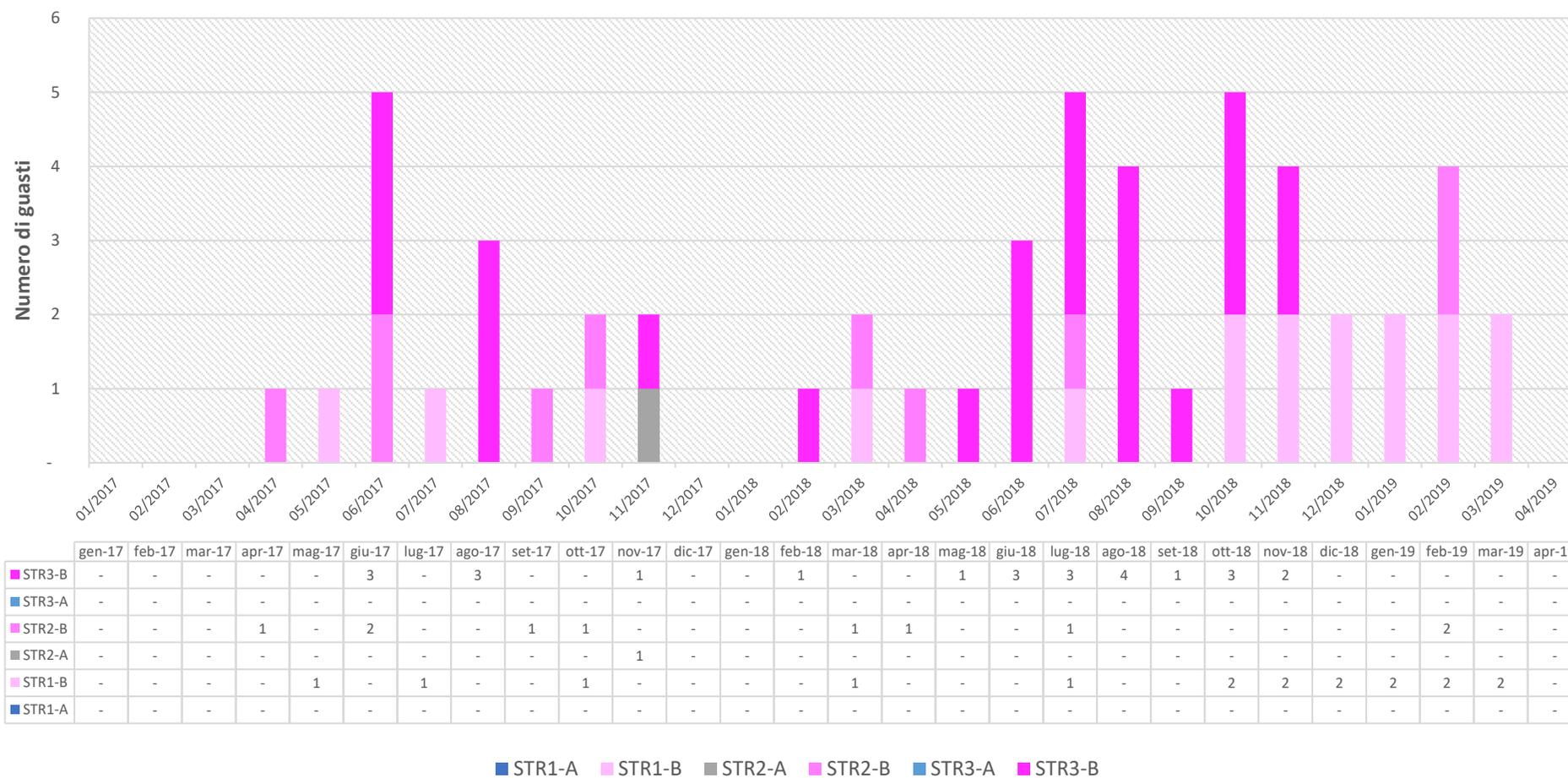


Figura 65 Numero di guasti dell'ultima macro-categoria "STR" riferita ai moduli, alle stringe e ai connettori

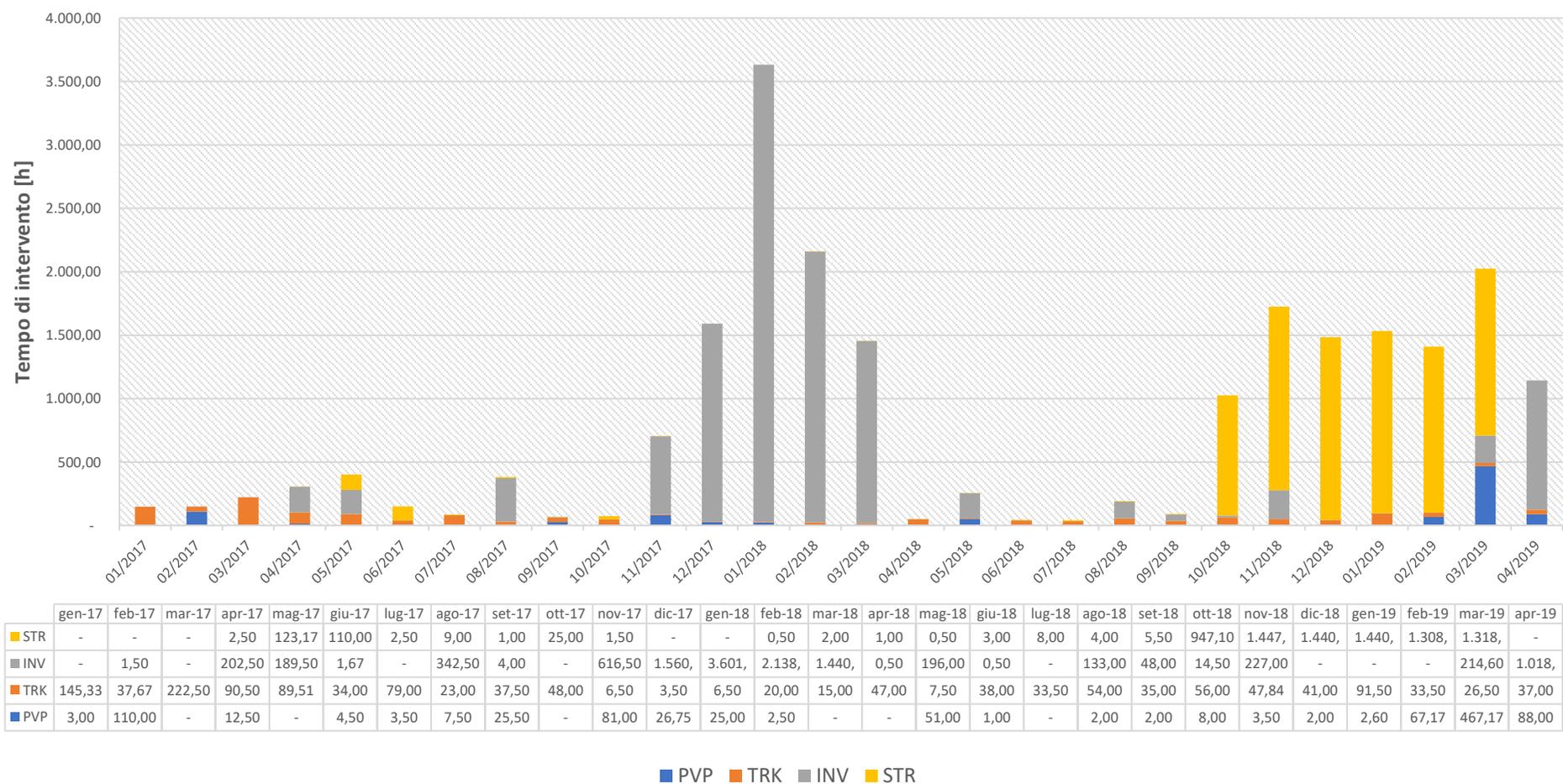


Figura 66 Tempo di intervento per macro-categoria di guasti[h]

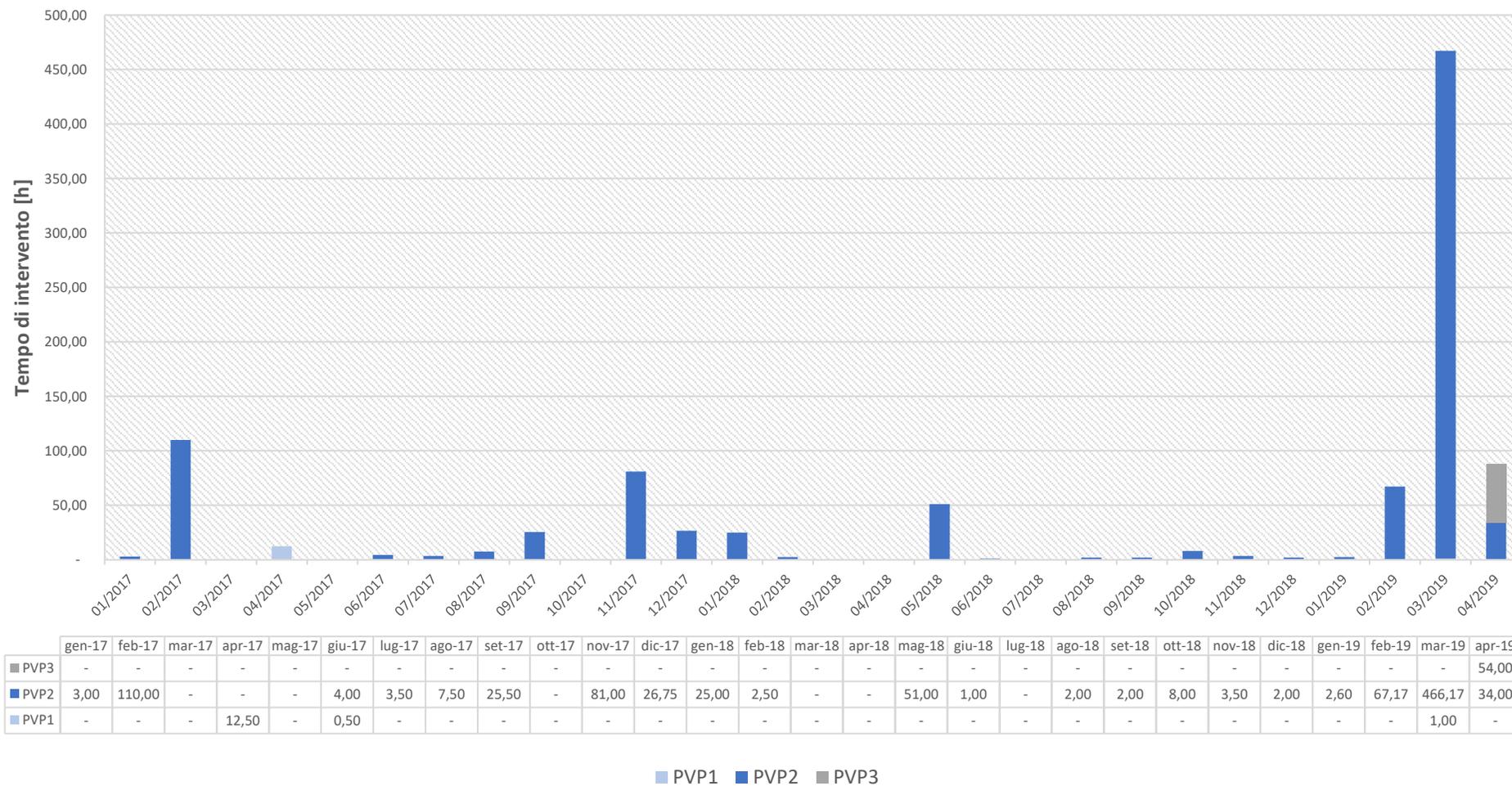


Figura 67 Tempi di intervento per i guasti della prima macro-categoria “PVP” riferita agli interruttori [h]

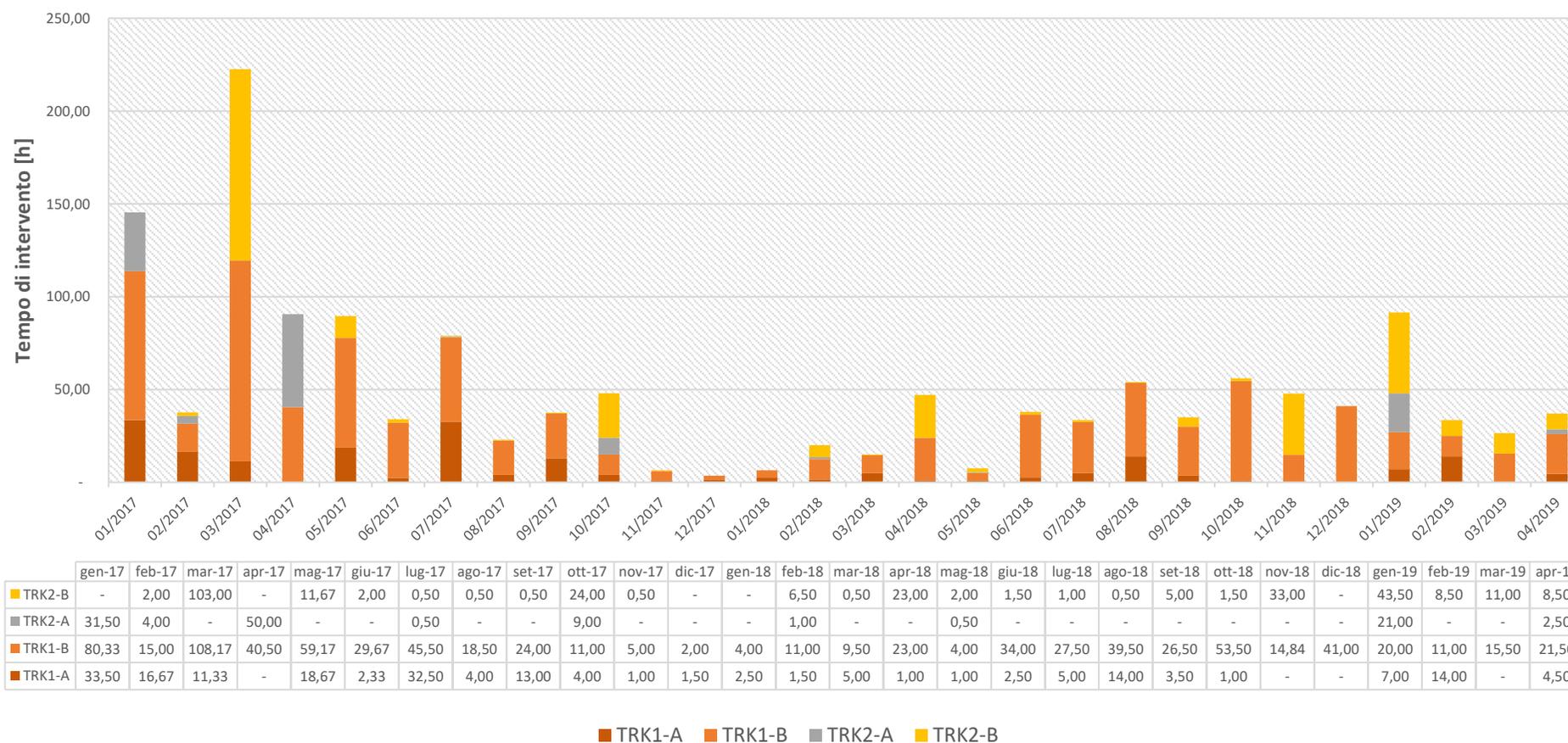


Figura 68 Tempo di intervento per i guasti della seconda macro-categoria “TRK” riferita agli inseguitori solari [h]

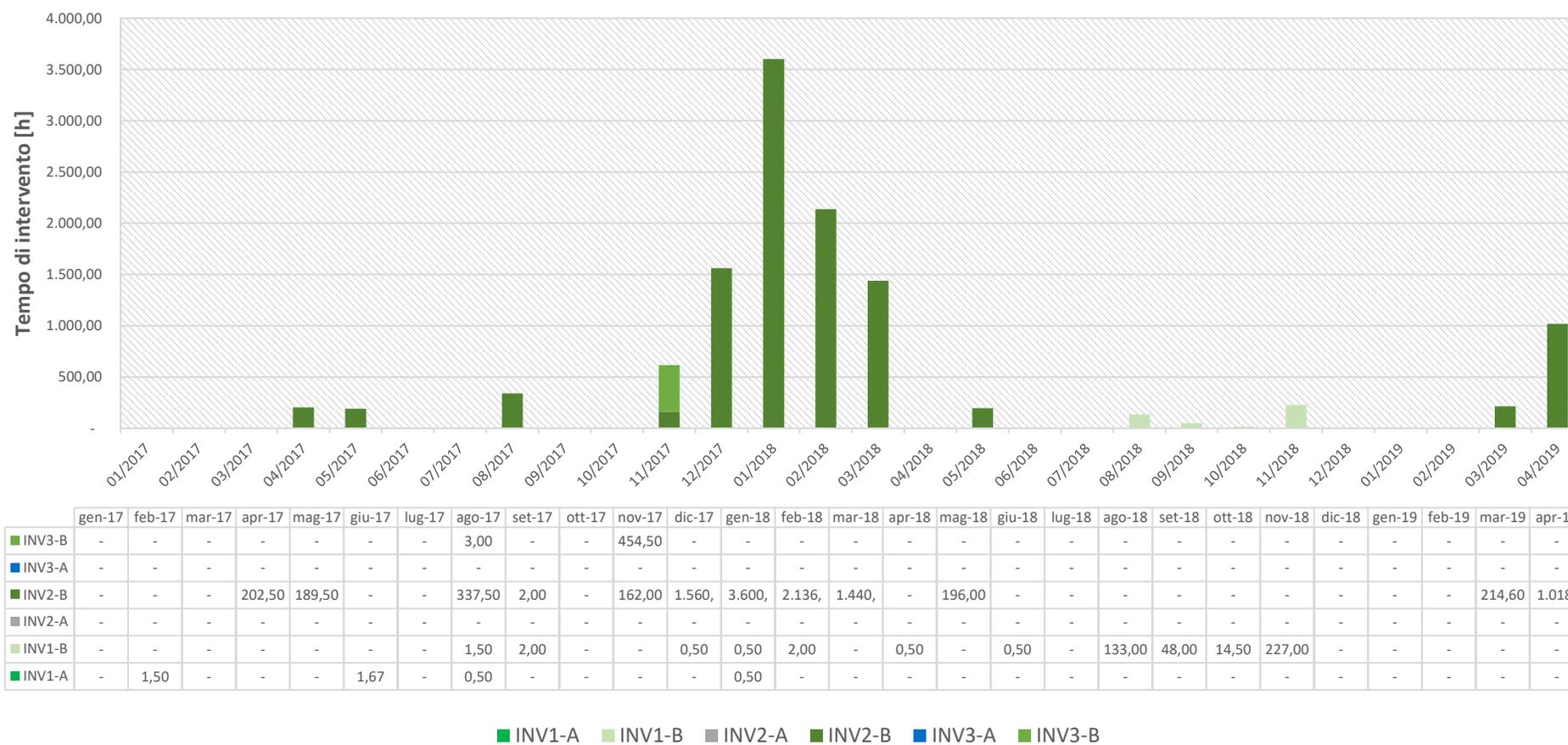


Figura 69 - Tempo di intervento per i guasti della terza macro-categoria “INV” riferita agli inverter [h]

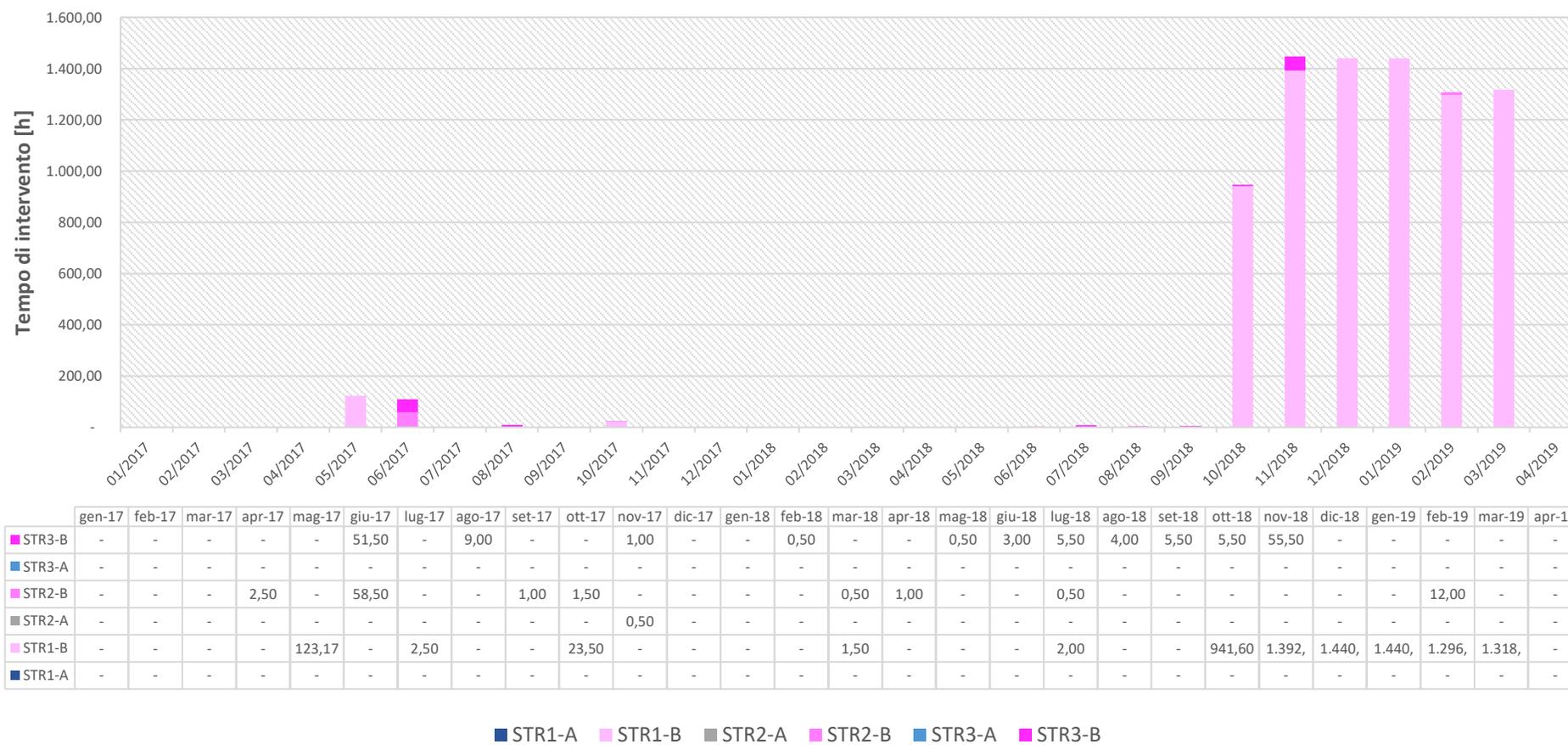


Figura 70 Tempi di intervento per i guasti della quarta macro-categoria “STR” associata ai moduli, alle stringhe e ai connettori [h]

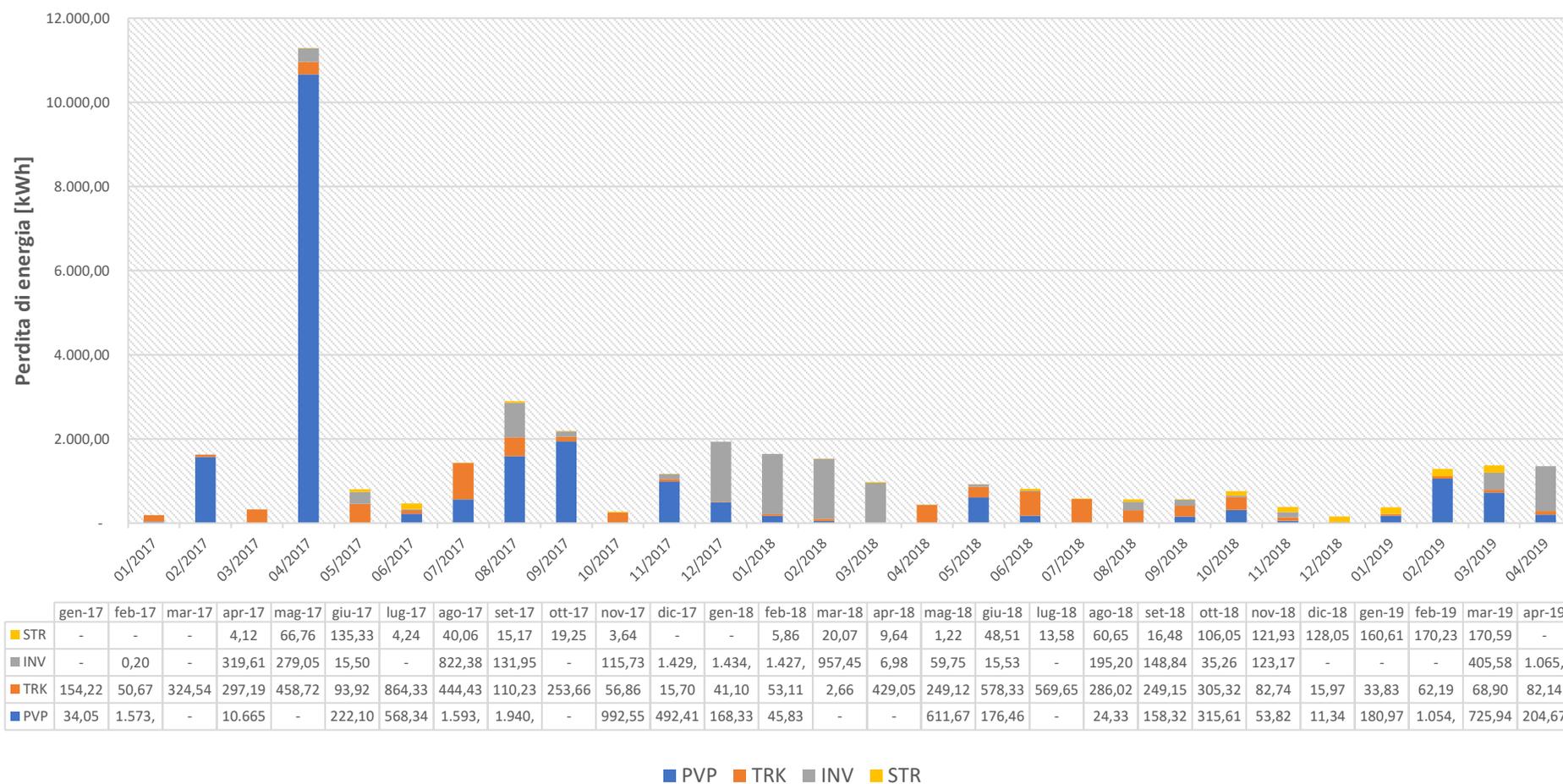


Figura 71 Perdite di energia per ogni macro-categoria di guasti [kWh]

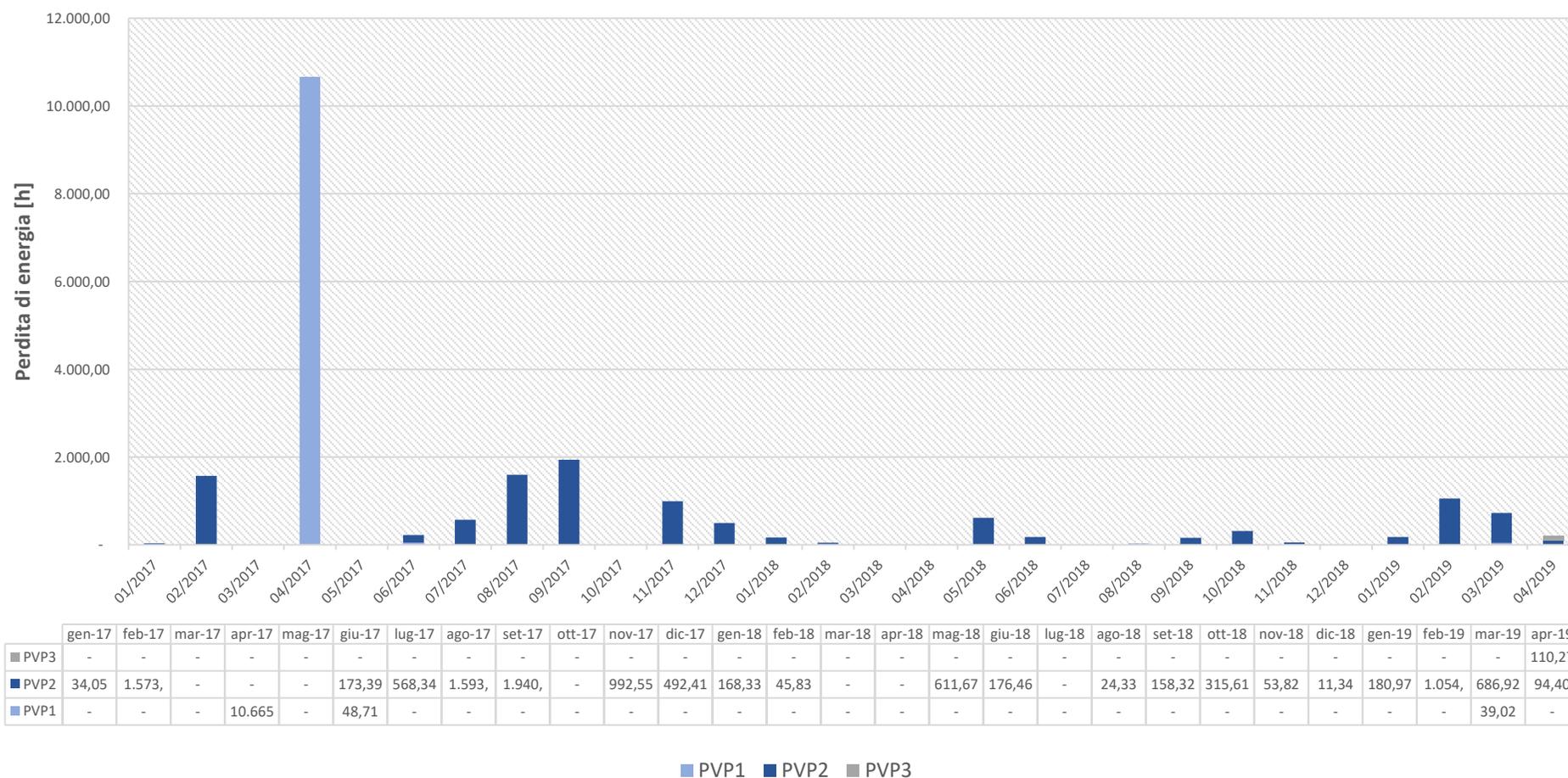


Figura 72 - Perdite di energia per i guasti della prima categoria "PVP" riferita agli interruttori [kWh]

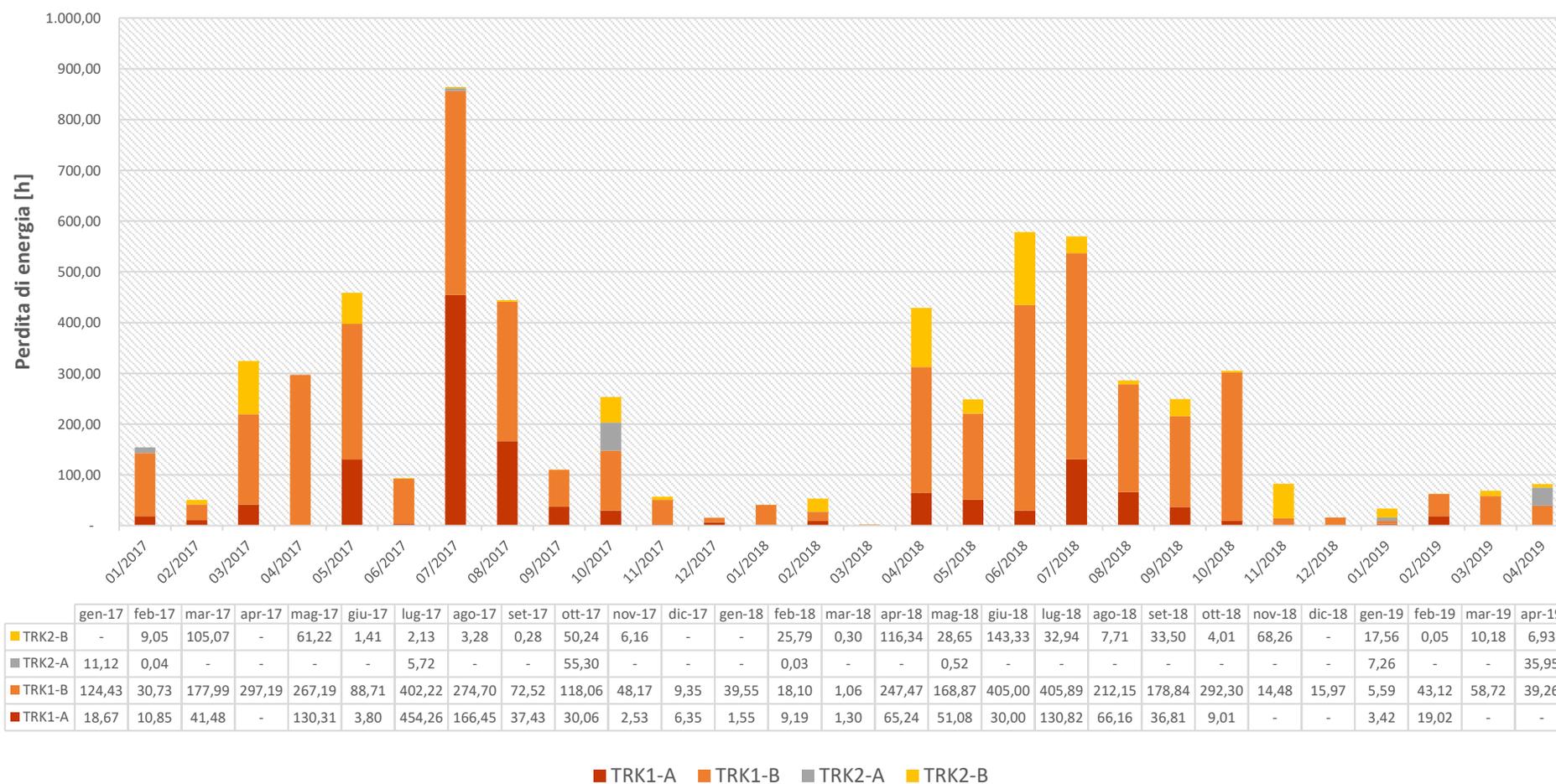


Figura 73 Perdite di energia per i guasti della seconda macro-categoria “TRK” riferita agli inseguitori solari [kWh]

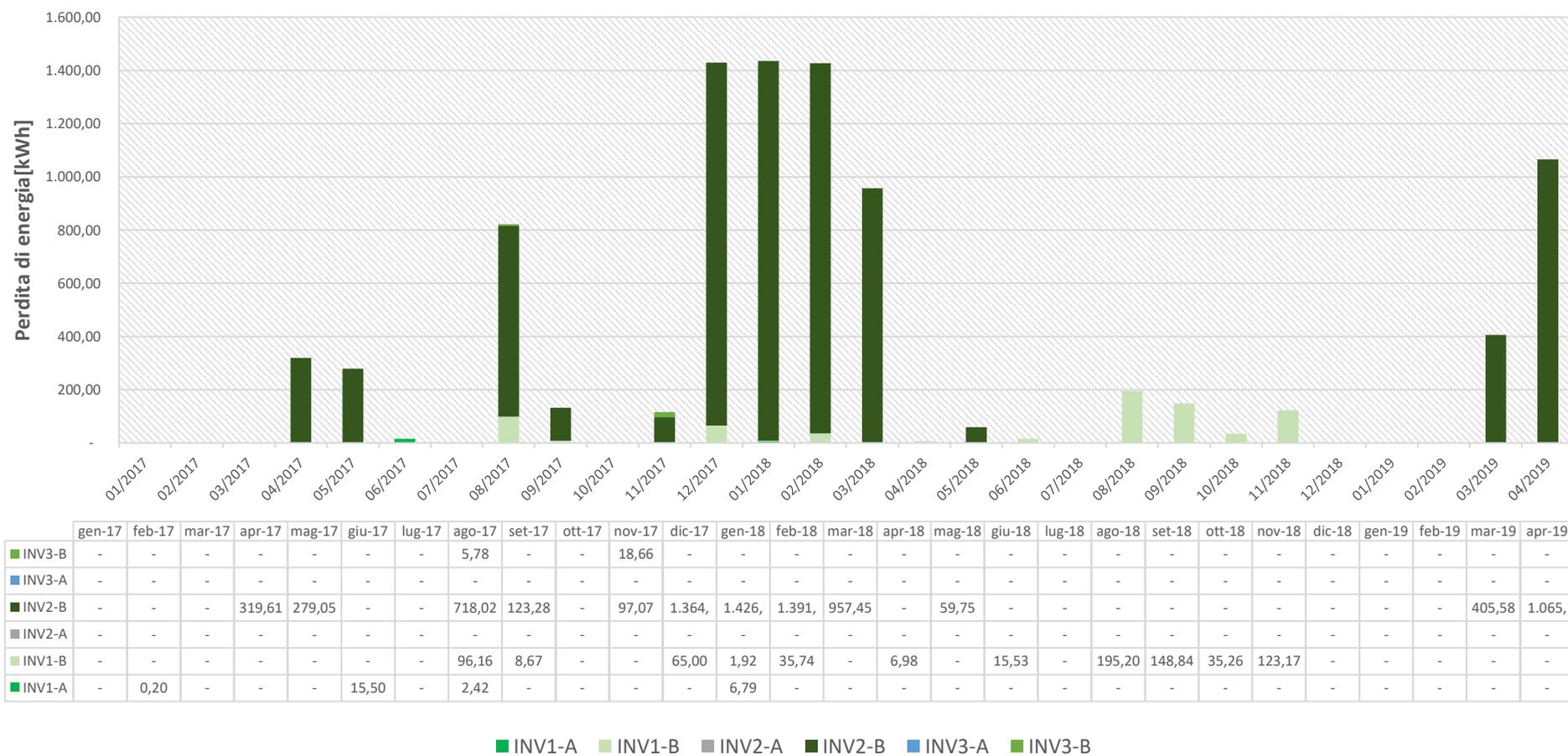


Figura 74 Perdite di energia per i guasti della terza macro-categoria “INV” riferita agli inverter [kWh]

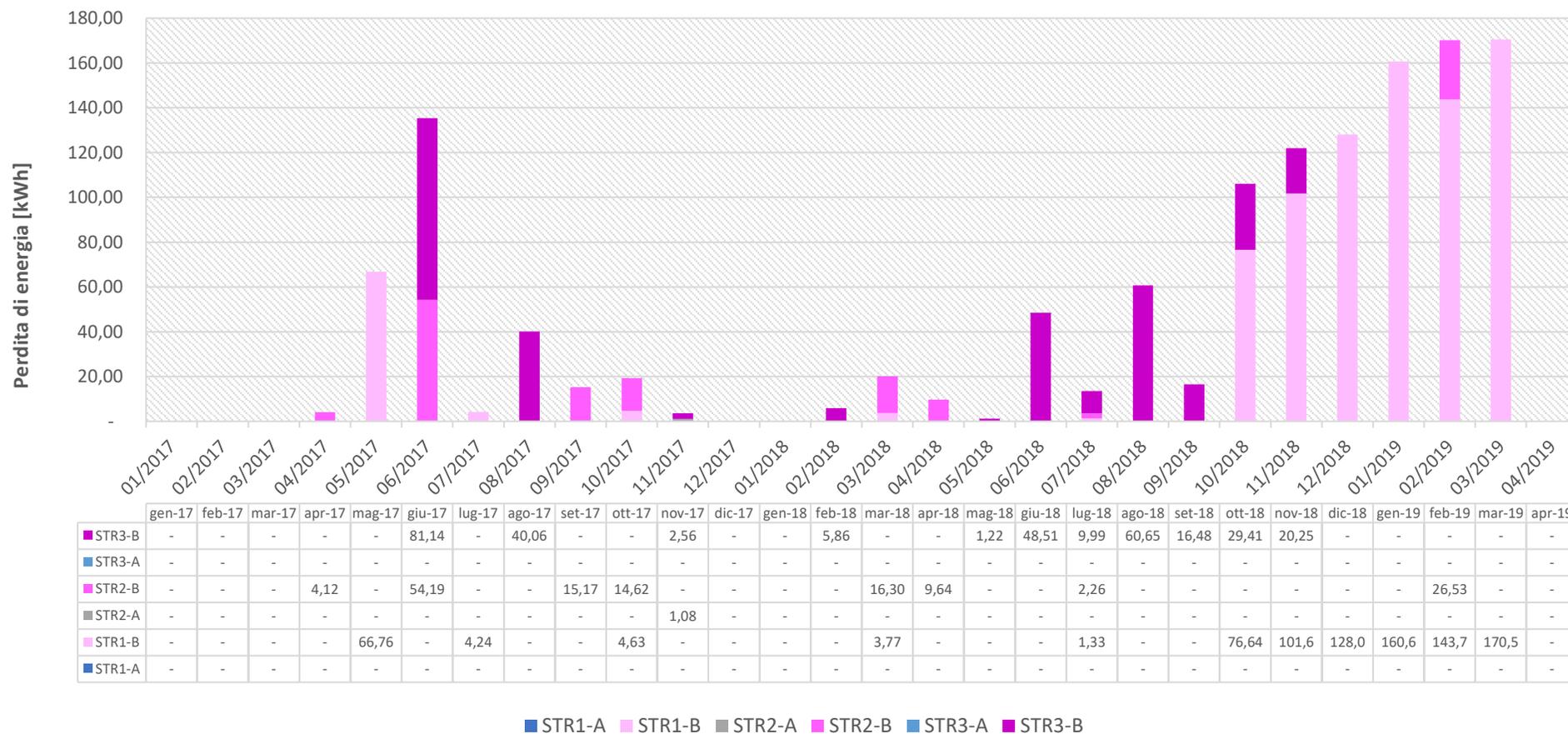


Figura 75 Perdite di energia per i guasti della quarta macro-categoria “STR” riferita ai moduli, alle stringhe e ai connettori [kWh]

4.2.5 Analisi sul Performance Ratio (PR)

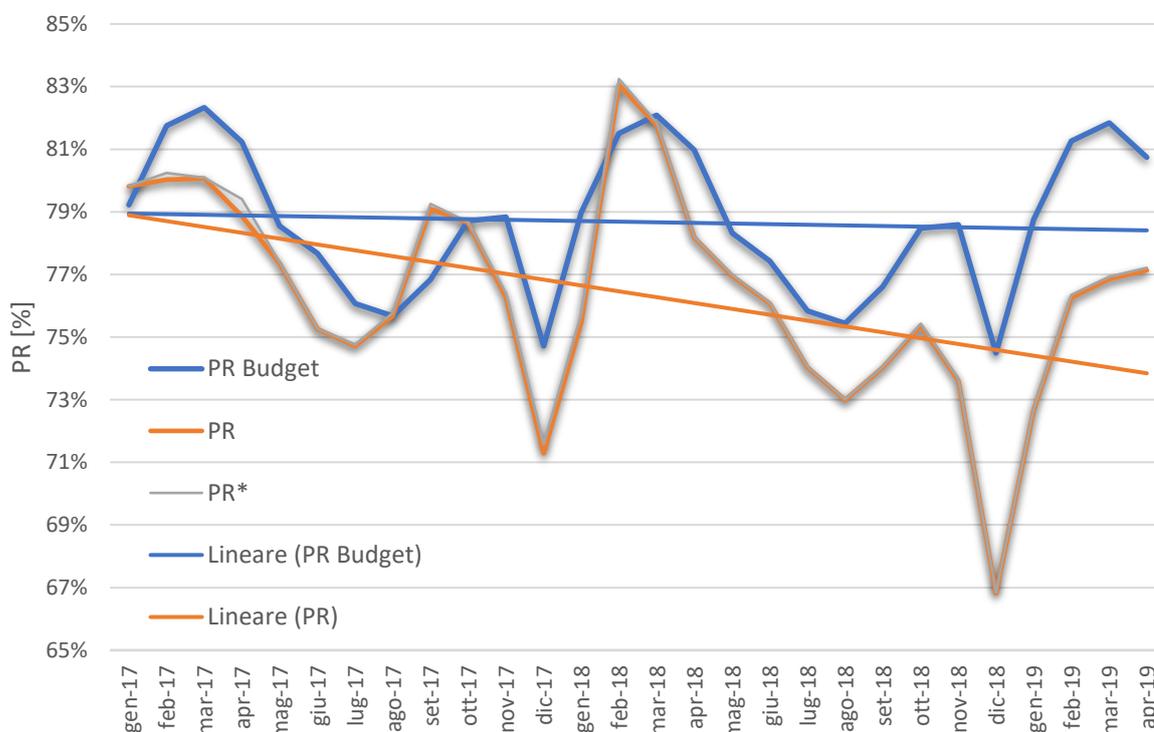


Figura 76 Analisi del Performance Ratio: confronto tra PR reale, PR ricostruito e PR budget

A partire dall'analisi dei dati eseguita nei capitoli precedenti, è possibile confrontare le perdite energetiche causate dai guasti in impianto con l'andamento del performance ratio (PR) del Portfolio, per stimare l'impatto sull'efficienza dell'intero impianto. È possibile dedurre dall'analisi che le perdite relative a guasti non influiscono in modo critico sulla produzione e, quindi, sul PR dell'impianto. La somma delle perdite energetiche dei singoli eventi segnalati in ciascuno dei mesi porta a un impatto sul PR riducendolo di soli 0,3 punti percentuali in media, escludendo un singolo caso nell'aprile 2017, che comporta una riduzione di 0,6 punti percentuali per una sostituzione completa degli interruttori su tutti i sotto-impianti.

Aggiungendo alla produzione energetica reale, le perdite di energia calcolate è possibile definire un PR stimato, chiamato PR*, ovvero il PR che si avrebbe nel caso in cui non fossero avvenuti guasti in impianto o interventi delle protezioni.

Confrontando PR* con il PR di budget (Budget PR) è evidente come le sottoperformance dell'impianto non siano direttamente legate ai guasti, ma relative a un coefficiente di degradazione diffuso maggiore rispetto a quanto stimato (pendenza della curva). L'andamento

a pendenza maggiore del PR*, e del PR reale, potrebbero essere dovuti a difetti dei moduli o una riduzione dell'efficienza degli inverter.

4.2.6 Conclusioni dell'analisi energetica

Prendendo in considerazione i risultati dell'analisi numerica è stato escluso l'impatto dei guasti come causa principale della sottoperformance dell'impianto. Infatti, la perdita di energia calcolata comporta una decrescita del PR di massimo un punto percentuale, mentre si registrano dai 3 agli 8 punti percentuali di differenza dal PR di budget.

Dai dati è comunque possibile definire alcuni eventi esterni specifici che incidono sull'efficienza dell'impianto:

- Manutenzione degli interruttori (aprile 2017).

Per la sostituzione degli interruttori è stato necessario un completo arresto dei sotto-impianti. Questo evento singolo concentrato in breve tempo ha causato rilevanti perdite di energia rispetto alla stima da budget: circa due ore di produzione per ogni singolo sotto impianto.

- Tempi elevati richiesti per la sostituzione degli inverter guasti (dicembre 2018-marzo 2019).

Analizzando i MTTR degli inverter è possibile notare che a partire da novembre 2017 fino a marzo 2018 i tempi di intervento relativi alla sostituzione aumentano fino a 10 volte quelli registrati nel periodo precedente. L'allungamento dei tempi di riparazione è dovuto a fattori esterni: la sostituzione dell'inverter è stata eseguita dai servizi offerti dal fornitore. Infatti, i claims sono stati aperti repentinamente mentre gli inverter di sostituzione sono stati inviati dopo un mese e installati entro una settimana dall'arrivo. Il ritardo nell'invio potrebbe essere considerato correlato alle festività natalizie e di fine anno che si celebrano in Italia. Un tempo di riparazione così elevato avrebbe avuto impatto sulle perdite di energia nel caso in cui fosse verificato nella stagione estiva. Ne deduce che i tempi di consegna devono essere monitorati maggiormente e sollecitate l'azienda fornitrice nel caso di *claims*.

- I moduli di tipo A richiedono lunghi tempi di sostituzione (ottobre 2018-marzo 2019). Analizzando i guasti dei moduli e delle stringhe e in particolare i tempi di fermo è possibile evidenziare due eventi simili accaduti da ottobre 2018 a marzo 2019 relativi alla sostituzione dei moduli fotovoltaici di tipo A in due diversi sotto-impianti. Nel caso specifico la motivazione del ritardo non è ben chiara in quanto i moduli sono già disponibili come *spare parts* e la sostituzione è inclusa nel servizio O&M. Ad ogni modo, il ritardo è avvenuto durante la stagione invernale e quindi le perdite energetiche sono relativamente contenute (~700kWh). Come per gli inverter anche per i moduli, nel caso specifico è necessario monitorare i tempi di sostituzione.

5. Conclusioni e future ricerche

I risultati dell'analisi dell'affidabilità del sistema hanno definito la configurazione del sistema più propensa ai guasti a causa dell'elevato numero di componenti. Confrontando il sistema con i valori mediani dei dati ricavati dalle campagne sperimentali pubblicate in letteratura sui tassi di guasto dei componenti degli impianti fotovoltaici, è stato evidenziato un tasso di guasto l'anno maggiore per la maggior parte dei componenti del portafoglio: i moduli hanno tassi di guasto maggiori di 3,47 volte, i connettori di 500 volte, i tracker e gli interruttori rispettivamente di 252 e 5.5 volte maggiori. Inoltre, l'analisi sui tempi medi di intervento per guasto hanno svelato una lenta risposta nella sostituzione di moduli e inverter che in alcuni casi può richiedere in media a componente più di 70 giorni, nel caso di una sostituzione di inverter, e più di 60 giorni per sostituire un modulo fotovoltaico. Nel confronto aggiuntivo con altri due portafogli, caratterizzati dalla stessa configurazione progettuale, con numero di elementi leggermente diverso, risulta affidabile il paragone tra le disponibilità dei tre portafogli per dedurre scelte progettuali migliori rispetto ad altre. Inoltre, il confronto sull'affidabilità reale del sistema dei tre campi fotovoltaici ha evidenziato che il Portafoglio in esame risulta essere meno performante rispetto le aspettative principalmente a causa degli elevati tempi MTTR. Per quanto riguarda gli altri portafogli, i valori sperimentali delle affidabilità di sistema confrontati con quelli ricavati dai valori mediani riportati in letteratura, hanno rispettato o superato le aspettative. Tuttavia, i risultati dell'analisi delle perdite energetiche mostrano che i guasti e i lunghi tempi di intervento non possono essere considerati

come cause primarie di riduzione delle Performance Ratio, come denunciato dai proprietari del Portfolio. Pertanto, la causa principale della sottoperformance è probabilmente associata a problemi diffusi che interessano i componenti. Considerando quali componenti potrebbero portare a una sottoperformance, è stato possibile in seguito a successive ispezioni visive condotte in impianto, che i moduli di tipo B sono affetti da *yellowing* e che i moduli di tipo A soffrono di PID. Secondo studi, l'ingiallimento non è la causa diretta della sottoperformance dei moduli, fino a quando non si evolve in *browning* con conseguenti problemi di basso isolamento dei moduli. Tuttavia, finora O&M non ha riscontrato alcun basso isolamento sui moduli o registrato errori degli inverter. Diversamente, l'effetto PID provoca una riduzione dell'efficienza nella conversione energetica. Inoltre, il 75% dell'impianto è composto da moduli di tipo A, quindi, in caso di peggioramento, la perdita di energia che ne conseguirebbe potrebbe essere significativa. La soluzione sarebbe installare il kit di messa a terra negli inverter e eseguire un'inversione delle stringhe passando da poli positivi a poli negativi per ridistribuire le cariche accumulate in eccesso sui moduli. Inoltre, gli inverter sono un modello obsoleto e fuori produzione e questo, aumenta le difficoltà di reperimento delle componenti o del medesimo modello di inverter in caso di guasti che ne richiedano la sostituzione. Secondo gli studi, anche gli inverter sono interessati da una riduzione dell'efficienza nel tempo. Tuttavia, il numero di guasti registrati negli inverter non sembra mostrare alcuna tendenza significativa.

In considerazione di quanto sopra e per identificare le cause del degrado delle performance dell'impianto rispetto al budget, e le possibili soluzioni per mantenere il PR vicino alle stime, possono essere condotte ulteriori analisi. In futuro può essere utile, per conoscere lo sviluppo del PID, un'analisi termografica sui moduli di tipo A. La termografia dei moduli può essere eseguita con videocamera IR montata su un drone. Tuttavia, è necessario aspettare la prima stagione estiva poiché la termografia deve essere eseguita con una radiazione solare non inferiore a $700 \text{ W} / \text{m}^2$. Inoltre, dovrà essere effettuata ad un'altitudine di volo di circa 30 metri, con un'alta risoluzione dei sensori e elevata definizione spettrale della telecamera IR, in quanto solo così può essere identificato in modo corretto l'effetto PID sui moduli. Tipico risultato di un modulo interessato dal PID è mostrato nella Figura 16. Nell'immagine a infrarossi si individuano celle calde vicino agli ad uno o più angoli dei moduli (le cariche in eccesso si spostano verso zone a potenziale inferiore) e le celle riscaldate circostanti. Tuttavia, sarà necessario effettuare anche un esame più mirato con elettroluminescenza per evidenziare

il PID nelle zone in cui, a causa di rotture al vetro o altri fattori, non si siano creati dei punti caldi visibili dalla termografia [64].

In una seconda fase possono essere studiate le curve IV dei singoli moduli. I test devono essere eseguiti sia su moduli interessati dal PID sia su moduli utilizzati come benchmark per verificare le perdite di produzione che si verificano come conseguenza del PID. Parallelamente alle curve IV, si consiglia inoltre di eseguire ulteriori analisi sugli inverter. Grazie al fatto che alcuni inverter sono stati sostituiti nel corso degli anni con nuovi dello stesso modello, è possibile confrontare i vecchi inverter con quelli nuovi e individuare eventuali deterioramenti eccessivi delle prestazioni dei vecchi inverter e provvedere, nel caso sia richiesto, alla sostituzione di quelli meno performanti. Questa analisi sarà affidabile escludendo gli effetti dei moduli difettosi. Per poter condurre l'analisi sugli inverter, i risultati della termografia consentiranno di identificare gli inverter non connessi a moduli difettosi.

Bibliografia

- [1] [Online] <https://history.aip.org/climate/summary.htm>.
- [2] [Online] <https://climate.nasa.gov/> .
- [3] [Online] <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [4] [Online] https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/22070/EGR_2017.pdf.
- [5] *Review of post-combustion carbon dioxide capture technologies using activated carbon - Journal of Environmental Sciences*. Alivia Mukherjee, Jude A.Okolie, Amira Abdelrasou , Catherine Niu, Ajay K.Dalai. Pagine 46-63, Vol. 83.
- [6] *Recent advances in carbon-based renewable adsorbent for selective carbon dioxide capture and separation - Journal of Cleaner Production*. Rafay Ahmed, GuijianLiu, BalalYousaf, QumberAbbas Habib Ullah, Muhammad Ubaid Ali. Settembre 2019. 118409.
- [7] [Online] https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_largest_companies_by_revenue.
- [8] Johnston, Matthew. *Solar Energy: Benefits and Drawbacks*. [Online] 25 Aprile 2019. <https://www.investopedia.com/articles/investing/053015/pros-and-cons-solar-energy.asp>.
- [9] NEF, Bloomberg. *New Energy Outlook 2019*. [Online] <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>.
- [10] *Simulation study of a naturally-ventilated photovoltaic (PV) façade for high-rise buildings - Procedia Engineering*. Yilin Li, Zhi Zhuang, Hongwei Tan, Weiguang Su. Pagina 1381-1388, 2017, Vol. 205.
- [11] *The PV potential of vertical façades: A classic approach using experimental data from Burgos (Spain) - Solar Energy* . M.Diez Mediavilla, M.C.Rodríguez Amigo, M.I.Dieste Velasco, T.García Calderón, C.Alonso Tristán. Pagine 192-199, 2019, Vol. 177.
- [12] *2.5 PV Materials - Comprehensive Energy Systems*. Franco GAspari, Simone Quaranta. Pagine 117-149, 2018, Vol. 2.
- [13] IEA. *New Policies Scenario - World Energy Outlook 2018*. [Online] <https://www.iea.org/weo2018/>.
- [14] GSE. *Solare Fotovoltaico – Rapporto statistico 2018*. [Online] https://www.gse.it/Dati-e-Scenari_site/statistiche_site.
- [15] Europe, Solar Power. *Global Market Outlook For Solar Power 2018-2022*. [Online] <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>.
- [16] IEA. [Online] <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>.
- [17] Wikipedia. *Growth_of_photovoltaics*. [Online] https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics.
- [18] Europe, Solar Power. *Global Market Outlook For Solar Power (2019-2023)*. [Online] http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/09/20190510_SolarPower-Europe_Global-Market-Outlook-for-Solar-Power-2019-2023.pdf?cf_id=3334.
- [19] Wikipedia. *Conto Energia*. [Online] [https://it.wikipedia.org/wiki/Conto_energia#Il_quarto_conto_energia_\(2011-2012\)](https://it.wikipedia.org/wiki/Conto_energia#Il_quarto_conto_energia_(2011-2012)).

- [20] *Renewables 2019 Global Status Report* . [Online] https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf.
- [21] Wikipedia. [Online] https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics.
- [22] *Recycling of solar cell silicon scraps through filtration, Part I: experimental investigation - Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 92. L. Zhang, A. Ciftja,. Page 1450-1461, 2008.
- [23] *A novel approach for recycling of kerf loss silicon from cutting slurry waste for solar cell applications - J. Cryst Growth* . T.Y. Wang, Y.C. Lin et al. Page 3403-1461, 2008, Vol. 310.
- [24] *Separation of silicon and silicon carbide using an electrical field - Sep. Purif. Technol.* Y.F. Wu, Y.M. Chen. Page 70-74, 2009.
- [25] Solar World. [Online] <http://www.solarworld.de/en/home/>.
- [26] *Comparative analysis of old, recycled and new PV modules* .] Haroon Ashfaq, IkHlaq Hussain, Ajay Giri. 2017.
- [27] [Online] <https://images.techhive.com/images/article/2016/04/screen-shot-2016-04-19-at-1.54.08-pm-100656776-orig.png>.
- [28] *GEA-Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future (2012) - Cambridge University Press*. Analysis, Cambridge and the International Institute for Applied System.
- [29] [Online] <https://actu.epfl.ch/news/participation-to-the-15th-swiss-photovoltaic-congr/>.
- [30] Anaf Solar. [Online] http://www.anafsolar.eu/download/ENERGIA_14_12.pdf.
- [31] [Online] <https://cleantechnica.com/2019/08/06/solar-modeling-monitoring-granularity-boost-efficiency/>.
- [32] *Valutazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici bifacciali (c-Si) attraverso simulazioni e misurazioni esterne - Renewables Energy*. Katsaounis, K. Kotsovos, I. Gereige, A. Basaheeh, M. Abdullah, A. Khayat, E. Al-Habshi, A. Al-Saggaf, A.E. Tzavaras. Page 1285-1298, 2019, Vol. 143.
- [33] *Six trends of inverters accelerating PV grid parity*. Pagina 22 , s.l. : (www.pv-megazine.com), Vol. PV Magazin Huawei Special .
- [34] *Next generation inverters optimize bifacial boost - PV Magazin Huawei Special* . Pagina 9, s.l. : (www.pv-megazine.com).
- [35] SolarPower Europe . *When solar policy went digital, Task Force Report* . [Online] <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/12/When-solar-policy-went-digital-report-SolarPower-Europe-final-v12.pdf>.
- [36] *A sistematic literature review on big data for solarPV electricity generation forecasting - Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Gabrielde Freitas Viscondi, Solange N.Alves Souza. Page 54-63, 2019, Vol. 31.
- [37] Murcal . [Online] http://www.murcal.com/pdf%20folder/15.testo_thermography_guide.pdf.
- [38] *Improved outdoor thermography and processing of infrared images for defect detection in PV modules - Solar Energy*. M. Waqar Akram, GuiqiangLi, Yi Jin, Xiao Chen Changan Zhu, Xudong Zhao, M. Aleemd, Ashfaq Ahmad. Page 549-560, 2019, Vol. 190.
- [39] *Early degradation of PV silicon modules and guaranty conditions - Solar Energy*. M.A.Munoz, M.C.Alonso-García, NievesVela, F.Chenlo. Page 2264-2274, 2011, Vol. 85.

- [40] *Fault detection and diagnosis based on C4.5 decision tree algorithm for grid connected PV system - Solar Energy*. Rabah Benkercha, Samir Moulahoum. Pagine 610-634, 2018, Vol. 173.
- [41] *Survey on reliability of power electronic systems - IEEE Transactions on Power Electronics*. Wang, Y. Song and B. 1, Pagine 591-604, 2013, Vol. 28.
- [42] *Reliability prediction of PV inverters based on MIL-HDBK-217F N2 - Proc. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conf.* Shuttleworth, F. Obeidat and R. Pagina 1-6,
- [43] *Observations on Component Infant Mortality and Burn-In Effectiveness - IEE Transactions on Components and Packaging Technologies*. Cooper, M. 4, Vol. 31.
- [44] CEI. *CEI 0-16*. [Online] 2019. https://www.ceinorme.it/doc/norme/016021_2019/0-16_2019.pdf.
- [45] *Failure mode and effect analysis for photovoltaic systems Colli*. Pagine 804-809, s.l. : A Renew. Sustain. Energy Rev. 2015, Vol. 50.
- [46] *Reliability assessment for components of large scale photovoltaic systems*. Ahadi A., Ghadimi N., Mirabbasi D. Pagine 211-219, s.l. : J.Power Sources 2014, Vol. 264.
- [47] *Energy Yields of small grid connected photovoltaic system: Effects of component reliability and maintenance*. Perdue M., Gottschalg R. Pagine 432-437, s.l. : IET Renew. Power Gener. 2015, Vol. 9.
- [48] *Impact of Component Reliability on Large Scale*. Stefan Baschel, Elena Koubli, Jyotirmoy Roy and Ralph Gottschalg. s.l. : MDPI - Energies, Giugno 2018.
- [49] *Availability Estimation of a Photovoltaic System*. Charki A., Biguard D. Pagine 1-5, Orlando, FL, USA : In Proceedings of the 2013 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), Orlando, FL, USA, January 2013, Vol. 28-31.
- [50] *A framework for the reliability evaluation of grid connected photovoltaic systems in the presence of intermittent faults*. Cai B., Liu Y., Ma Y., Huang L. Liu Z. Pagine 1308-1320, s.l. : Energy 2015, Vol. 93.
- [51] *Markovian reliability analysis of standalone photovoltaic systems incorporating repairs*. Theristis M., Papazoglou I.A. Pagine 414-422, s.l. : IEEE J. Photovolt. , 2014, Vol. 4.
- [52] *Reliability evaluation of a composite power system containing wind and solar generation*. Ghaedi A., Abbaspour A., Fotuhi-Firuzabad M., Moeini-Aghaie M., Othman M. Pagina 483-488, Langkawi, Malaysia : In proceedings of the 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), June 2013.
- [53] *Sensitivity and reliability models of a PV system connected to grid*. Gupta N., Garg R., Kumar P. Pagine 188-196, s.l. : Renew. Sustain. Energy Rev. 2017, Vol. 69.
- [54] *Availability assessment for grid-connected photovoltaic systems with energy storage*. Nemes C., Munteany F., Rotariu M., Astanei D. Pagine 908-911, Iasi, Romania : In proceedings of the 2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE), October 2016.
- [55] *Risl, Reliability and Safety: Innovating Theory and Practice*. Walls L., Revie M., Bedford T. London, UK : Taylor & Francis, 2017. ISBN 978-1-138-02997-2.
- [56] *A root cause analysis and risk evaluation of PV balance of system failure*. Cristaldi L., Khalil M., Soulatiantork P. Pagine 113-120, s.l. : Acta Imeko 2017, 20, Vol. 6.

- [57] *Modeling the output power for PV farms of power system adequacy assessment.* S., Sulaeman, M., Benidris e J., Mitra. pagine 1-6, Charlotte, NC, USA : In proceedings of the 2015 North American Power Symposium (NAPS), Ottobre 2015.
- [58] *A root cause analysis and a risk evaluation of P balance of system failures.* L., Cristaldi, M., Khalil e P., Soulatiantork. Pagine 113-120, s.l. : Acta Imeko 2017, Vol. 6.
- [59] *Availability assessment for grid-connected photovoltaic systems with energy storage.* C., Nemes, et al. Pagine 908-911, Romania : In Proceedings of the 2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE), Ottobre 2016.
- [60] *Solar-tracking PV Plants in Navarra: A 10MW Assessment.* Miguel García, Jose A. Vera, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo and Miguel Pérez. s.l. : Progress in photovoltaics: research and applications, Aprile 2009, Vol. 17. DOI: 10.1002/pip.893.
- [61] *Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants.* Ahmad Mohd Khalid, Indradip Mitra, Werner Warmuth, Volker Schacht. Pagine 1139-1158, s.l. : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, Vol. 65.
- [62] *A methodology to analyze photovoltaic tracker uptime.* Dan Ruth, Matthew Muller. Golden, USA : National Renewable Energy Laboratory, Febbraio 2018.
- [63] Andrea, Carpignano. Risk Analysis Booklet. Pagina 111-220.
- [64] *A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes.* F. Spertino, A. Ciocia, P. Di Leo, R. Tommasini, I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso, M. Paggi. Pagine 313-326, s.l. : Solar Energy, 2015, Vol. 118.
- [65] [Online] <https://history.aip.org/climate/summary.htm>.
- [66] *PV System Component Fault and Failure Compilation and Analysis.* Pagine 1-18, s.l. : Sandria Report 2018.