POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Confronto delle prestazioni di due differenti configurazioni di inverter coesistenti in un impianto fotovoltaico connesso in rete



Relatore: Prof. Ing. Filippo Spertino

Candidata: Rossella Gaccetta

A.A. 2019/2020

In ricordo di

Ing. Bernardino Pujia

Indice

Introduzione	1
0.1 Italia	4

Capitolo 1

La tecnologia	8
1.1 Il solare fotovoltaico	8
1.3 La cella fotovoltaica	11
1.4 Il circuito equivalente di una cella solare	16
1.5 La curva caratteristica di una cella solare	17
1.6 Connessione e mismatch tra celle solari	21
1.7 La struttura di un modulo fotovoltaico	22
1.8 Inverter e ausiliari di un impianto fotovoltaico	24
1.9 Produttività di un impianto fotovoltaico	27
1.10 Criteri di connessione alla rete elettrica	30

Capitolo 2

L'impianto fotovoltaico "Rios"	
2.1 Il campo fotovoltaico	
2.1.1 Il sottocampo fotovoltaico 1	
2.1.2 Il sottocampo fotovoltaico 2	
2.2 I moduli fotovoltaici	
2.3 Gli inverter	

Capitolo 3

Confronto tra le due configurazioni di inverter: analisi tecnica	.41
3.1 Produzione energetica	42
3.2 Efficienza di conversione	47

Capitolo 4

Intervento di sostituzione dell'inverter: analisi economica	51
4.1 Il Conto Energia	51
4.2 Parametri di valutazione dell'investimento	53
4.3 Analisi economica dell'intervento di sostituzione dell' inverter	59
4.3.1 Mantenimento della configurazione ibrida attuale	61
4.3.2 Passaggio alla configurazione con inverter multi-stringa	63
4.4 Confronto CAPEX e OPEX di inverter centralizzati e multi-stringa	
Conclusioni	68
Bibliografia e sitografia	69
Ringraziamenti	70

Introduzione

Il settore energetico è oggigiorno teatro di forti disparità: da un lato, il costante aumento dei consumi energetici mondiali rende necessaria l'adozione di misure volte ad abbattere le emissioni di gas serra per il rispetto degli obiettivi climatici, in accordo con il Protocollo di Kyoto (1997) ; dall'altro, circa 850 milioni di persone al mondo non hanno tuttora accesso all'energia elettrica.

In base a una stima dell'Organizzazione delle Nazioni Unite, nel 2050 la popolazione mondiale raggiungerà 9,7 miliardi e, di conseguenza, la scelta delle risorse energetiche su cui puntare per soddisfare la domanda globale di energia sarà cruciale. [1]

Al contempo le conseguenze dell'effetto-serra, causato dalle massicce emissioni di gas climalteranti in atmosfera, sono già visibili: dall'aumento della temperatura media del pianeta alla maggiore frequenza di catastrofi naturali, dallo scioglimento dei ghiacciai alla desertificazione.

Occorre pertanto individuare una strategia energetica che consenta di realizzare gli obiettivi climatici e di qualità dell'aria e, al contempo, garantisca l'accesso all'energia elettrica all'intera popolazione globale, in costante crescita.

In base al World Energy Outlook 2019, pubblicato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), nell'ipotesi che i governi non apportino modifiche sostanziali alle politiche energetiche correnti (Current Policies Scenario), la domanda mondiale di energia primaria aumenterà dell'1.3% ogni anno fino al 2040.

Al contrario, nell'eventualità che i governi rendano operative le politiche energetiche annunciate ma non ancora varate da decreti legislativi (Stated Policies Scenario), l'aumento del fabbisogno mondiale di energia primaria sarà limitato all'1% annuo, mentre i consumi di energia elettrica aumenteranno del 2.1% ogni anno

Con riferimento ai consumi di energia elettrica, attualmente i settori più energivori sono quello industriale e civile, responsabili di oltre il 90% dei consumi globali, contro il 2% attribuibile ai trasporti. Tuttavia, nello Stated Policies Scenario, si stima che l'aumento del fabbisogno di elettricità atteso nei prossimi anni sarà riconducibile all'uso di motori industriali e al condizionamento degli ambienti ma anche alla diffusione crescente di veicoli elettrici.

L'adozione di politiche energetiche che puntano all'uso di fonti a basse emissioni carboniose e rinnovabili permetterà di far fronte all'aumento dei fabbisogni in modo sostenibile.

Tra i molteplici sistemi energetici basati sull'uso di fonti rinnovabili, gli impianti fotovoltaici sono particolarmente promettenti: generano potenza elettrica impiegando una risorsa gratuita e abbondante, hanno costi operativi irrisori richiedendo poca manutenzione, sono affidabili, non emettono rumore né emissioni inquinanti, sono decisamente facili da installare e consentono di abbattere l'equivalente di 0,531 kg di CO₂ per kWh prodotto. [7]

Lo Stated Policies Scenario prevede che l'aumento di generazione elettrica da eolico e fotovoltaico consentirà alle fonti rinnovabili di superare il carbone nel mix energetico per la produzione di potenza entro il 2026.

Il grafico seguente mostra l'evoluzione temporale, per il periodo 2000-2040, della potenza installata per le diverse risorse energetiche



Installed power generation capacity by source in the New Policies Scenario, 2000-2040

Coal
Gas
Oil
Nuclear
Wind
Solar PV
Other renewables
Hydro
Battery storage



Stando alle previsioni riassunte nel grafico precedente, il solare fotovoltaico, entro il 2035, diverrà la principale risorsa energetica in termini di potenza installata, superando gas e carbone.

In base ai dati disponibili, la generazione di energia elettrica da FER nel 2018 è aumentata del 7% rispetto all'anno precedente, aggiudicandosi più del 25% della produzione globale, a conferma che le fonti energetiche rinnovabili rivestiranno nei prossimi anni un ruolo cruciale nella generazione di potenza elettrica.

A tal proposito, lo Stated Policies Scenario prevede l'installazione di ulteriori 8500 GW di potenza elettrica nel mondo entro il 2040, provenienti per 2/3 da fonti rinnovabili: nello specifico, Paesi quali Cina e India investiranno principalmente sul solare fotovoltaico. [2]

Allo stato attuale, investire sulle energie rinnovabili non solo è vantaggioso, visti i costi contenuti, ma è anche la strategia più efficace per garantire l'accesso all'elettricità alle popolazioni più povere in modo del tutto sostenibile.





Figura 0.2 - Costi di generazione della produzione elettrica da FER - Fonte MISE - GSE

0.1 Italia

In Italia la diffusione delle fonti rinnovabili è stata consistente negli ultimi anni, grazie a meccanismi di sostegno pubblici, e ha coinvolto diversi settori produttivi.

Tra questi spicca il settore elettrico, in cui le rinnovabili svolgono un ruolo chiave contribuendo per il 39% alla generazione nazionale lorda di energia elettrica, come mostra la figura seguente, riferita all'anno 2015:



Figura 0.3 - Mix generativo elettrico per fonte (2015) – Fonte SEN 2017

Tramite la pubblicazione della Strategia Energetica Nazionale 2017, sono stati definiti gli obiettivi da conseguire entro il 2030, tra cui:

- migliorare la competitività del Paese, riducendo il divario di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa;
- raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione stabiliti nella COP21, promuovendo la diffusione delle tecnologie rinnovabili, gli interventi di efficienza energetica e incrementando le risorse pubbliche destinate alla ricerca in ambito clean energy;

- migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità di sistemi e infrastrutture energetiche.

Nello specifico, l'obiettivo è coprire con fonti rinnovabili il 28% dei consumi complessivi entro il 2030: si tratta di una percentuale ragguardevole se confrontata con il 17,5% del 2015.

Relativamente ai consumi di energia elettrica, l'intento è soddisfarne il 55% attraverso fonti rinnovabili, rispetto al 33,5% del 2015.

La Strategia Energetica Nazionale 2017, allo scopo di promuovere la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, prevede inoltre il fermo (*phase out*) delle centrali termoelettriche a carbone entro il 2025. [3]

Questo ambizioso obiettivo sarà reso possibile dalla riduzione dei costi di generazione di eolico e fotovoltaico, la cui produzione, secondo le previsioni, raddoppierà nel periodo 2015-2030, come mostrato nel grafico seguente:



Figura 0.4 – Incremento della produzione rinnovabile in TWh (2015-2030)- Fonte SEN 2017

Nel 2018 in Italia risultavano installati 822.301 impianti fotovoltaici, di cui il 92% di taglia inferiore a 20 kW, per una potenza complessiva di 20.108 MW.

Il 37% della potenza installata è riconducibile a impianti di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW.

La produzione da fonte solare nel 2018 è stata di 22.654 GWh, pari al 19,8% della produzione elettrica totale da FER.

Nel corso dell'anno sono stati installati più di 48.000 nuovi impianti, per una potenza complessiva di 440 MW, che hanno permesso di aumentare la potenza installata del 6,3 %. [4]

La seguente figura evidenzia la percentuale di potenza fotovoltaica installata su base regionale, con riferimento all'anno 2018:



Figura 0.5 – Potenza installata di impianti fotovoltaici (2018)- Fonte GSE

Sommario

Il presente studio ha come oggetto un impianto fotovoltaico per la produzione di potenza connesso in rete, localizzato in provincia di Cuneo e gestito dall'azienda Rios Rinnovabili S.r.l.

L'impianto, con una potenza di 874 kWp, nella configurazione originaria era dotato di due inverter centralizzati, che servivano due distinti sottocampi fotovoltaici.

Nel mese di agosto 2019, in seguito a un guasto, l'inverter centralizzato del sottocampo 2 è stato in via provvisoria sostituito con due inverter multi-stringa, che hanno permesso di recuperare parzialmente la produzione energetica del sottocampo.

Di conseguenza, allo stato attuale, nell'impianto coesistono due differenti tipologie di inverter: centralizzato nel sottocampo 1, multi-stringa nel sottocampo 2.

Il principale obiettivo di questo studio è confrontare le prestazioni energetiche delle due diverse configurazioni di inverter presenti nell'impianto, al fine di valutare i benefici ottenibili da un intervento di conversione dell'intero impianto fotovoltaico alla configurazione con inverter multi-stringa.

Dopo una sintetica presentazione della tecnologia fotovoltaica, si procederà con una descrizione dettagliata dell'impianto in oggetto, per poi confrontare le due configurazioni impiantistiche menzionate da un punto di vista tecnico. Per concludere, si considererà la convenienza economica dell'intervento poc'anzi citato, che prevede la sostituzione dell'inverter centralizzato, in servizio nel sottocampo 1, con inverter multi-stringa.

Capitolo 1

La tecnologia

1.1 Il solare fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici sono dispositivi statici in grado di operare una conversione diretta e istantanea dell'energia solare, visibile o meno, in energia elettrica: questa caratteristica li differenzia fortemente dai sistemi per la produzione di potenza convenzionali, che tipicamente realizzano il medesimo obiettivo in più passaggi, compreso un processo di combustione.

I sistemi fotovoltaici, invece, producono elettricità sfruttando l'effetto fotoelettrico, basato sulla capacità di alcuni semiconduttori opportunamente drogati di generare potenza elettrica se esposti alla radiazione solare. Essi, pertanto, rappresentano una valida alternativa all'uso di combustibili fossili.

Poiché i sistemi fotovoltaici non utilizzano calore come risorsa energetica, ne consegue che la temperatura operativa è relativamente bassa (T=40-70 °C) e non è richiesto alcun refrigerante.

Essendo inoltre dispositivi statici, un vantaggio notevole rispetto ai sistemi energetici tradizionali consiste nell'alta affidabilità e vita utile (oltre 25 anni).

I costi di manutenzione sono irrisori e prevalentemente associati alla pulizia della superficie dei moduli, che aiuta a preservare l'efficienza di conversione.

Un'ulteriore peculiarità della tecnologia fotovoltaica è l'assenza di emissioni inquinanti e acustiche, che la rende particolarmente sostenibile dal punto di vista ambientale.

Naturalmente i sistemi fotovoltaici presentano anche degli aspetti svantaggiosi, tra cui il principale è l'aleatorietà della fonte solare, che produce fluttuazioni nella produzione di energia elettrica. Pertanto, in alcune applicazioni del solare fotovoltaico è necessario disporre di un sistema di accumulo di energia elettrica.

La tecnologia per funzionare necessita inoltre di componenti aggiuntivi, tra cui gli inverter, che convertono la corrente continua generata dai moduli in corrente alternata, idonea all'immissione in rete. [5]

Per quanto riguarda i costi d'installazione, negli anni hanno subito un notevole decremento, dovuto sia alla crescente diffusione della tecnologia sia alla possibilità di avvantaggiarsi di detrazioni fiscali.

La produttività di un impianto fotovoltaico è legata a più fattori, tra cui:

- la radiazione solare incidente nel sito di installazione del sistema;
- l'inclinazione e l'orientamento dei moduli;
- la presenza di ombreggiamento;
- l'efficienza dei componenti presenti nell'impianto (principalmente di moduli e inverter).
- la temperatura di esercizio dei materiali (più questa è alta meno performante sarà la conversione)

I sistemi fotovoltaici possono essere utilizzati in contesti diversi:

- per alimentare utenze che non hanno accesso alla rete elettrica;
- per alimentare utenze connesse alla rete in BT;
- per la generazione di potenza, immessa nella rete in MT.

Quanto agli incentivi, di regola sono previsti soltanto negli ultimi due casi considerati, a patto che l'impianto abbia una potenza nominale maggiore di 1 kW. [6]



Figura 1.1 - Impianto fotovoltaico Enel Green Power da 82.6 MW (El Paso, Colombia) - Fonte ENEL GREENPOWER

1.2 La risorsa

Il sole emette incessantemente enormi quantità di energia sottoforma di radiazioni elettromagnetiche: tale fenomeno è reso possibile dalle reazioni termonucleari di fusione che avvengono nel nucleo solare, dove la temperatura è dell'ordine di 15 milioni di gradi. Quest'energia, in parte, raggiunge lo strato più esterno dell'atmosfera terrestre, con una irradianza media di circa 1367 W/m^2 , nota come costante solare.

Nell'attraversare l'atmosfera, la radiazione solare diminuisce d'intensità in quanto soggetta a fenomeni di riflessione e assorbimento, dovuti principalmente alla presenza di vapore acqueo e altri gas atmosferici, come ozono, ossigeno e ossido di carbonio.

Per tenere conto di questi fenomeni, è stato introdotto il concetto di massa d'aria unitaria (AM 1), che rappresenta lo spessore di atmosfera standard attraversato perpendicolarmente dai raggi solari al livello del mare.

In generale, l'indice di massa d'aria vale:

$$AM = \frac{P}{P_0 \cdot sen \, \alpha}$$

dove

- α è l'angolo che i raggi solari formano con il piano orizzontale, tipicamente denominato angolo di elevazione solare;
- P è la pressione atmosferica nel punto della superficie terreste considerato;
- P_0 è la pressione di riferimento pari a 1,013*10⁵ Pa. [8]

La norma CEI EN 60904-3 stabilisce di considerare AM 1.5 per gli impianti fotovoltaici. [7]

La radiazione solare globale che incide su una superficie è in parte diretta, in parte diffusa e in parte riflessa (albedo), per esempio dal terreno: d'inverno o in caso di cielo coperto la componente diffusa prevale su quella diretta.



Figura 1.2 – Ripartizione della radiazione solare – Fonte ABB

In Italia l'irraggiamento medio annuale varia tra 3.6 kWh/m² al giorno nella valle del fiume Po fino a 5.4 kWh/m² in Sicilia. [6]

1.3 La cella fotovoltaica

L'elemento base di un modulo fotovoltaico è la cella solare, costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore, tipicamente silicio opportunamente trattato.

I moduli fotovoltaici attualmente disponibili sul mercato appartengono a tre grandi categorie:

- silicio monocristallino (m-Si), in cui il silicio ha struttura cristallina omogenea;
- silicio policristallino (p-Si), in cui il silicio non ha struttura omogenea ma presenta grani localmente ordinati;
- a film sottile, prevalentemente in silicio amorfo (a-Si), costituiti da strati di materiale semiconduttore depositati come miscela gassosa su un supporto generalmente economico (vetro, polimeri, alluminio).

Queste tre tipologie differiscono principalmente per l'efficienza di conversione, massima per il silicio monocristallino e minima per quello amorfo, come mostrato in dettaglio di seguito:



Figura 1.3 – Efficienza di conversione dei moduli FV – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

Attualmente il silicio per applicazioni solari è un materiale largamente diffuso ed economico rispetto al passato, perciò il costo d'investimento dei moduli fotovoltaici ha subito una contrazione notevole in confronto agli esordi della tecnologia.

Il silicio di grado solare ha una concentrazione di impurezze dell'ordine di 10^{-9} , pertanto è estremamente puro e idoneo alle applicazioni fotovoltaiche. La sua produzione ammonta a oltre 300.000 tonnellate all'anno, con un costo variabile tra 30 e 40 \$/kg.

Il processo produttivo è particolarmente energivoro, ma l'installazione dei moduli permette di recuperare il consumo di energia in poco tempo (Energy Pay Back Time EPBT=2 anni).

La tecnologia attualmente più diffusa sul mercato è quella in silicio policristallino: la cella fotovoltaica ha forma quadrata, lato tipicamente di 15.6 cm e spessore compreso tra 0.2 e 0.3 mm.

La cella non è altro che un diodo, realizzato a partire da un wafer in silicio policristallino con drogaggio intrinseco di tipo P.

Il wafer viene trasformato in una giunzione P-N mediante un processo di diffusione gassosa ad alta temperatura (fosforo a circa 1000 °C), allo scopo di ottenere un drogaggio di tipo N sulla faccia che sarà esposta alla radiazione solare. Lo strato di tipo N è molto sottile, avendo uno spessore di circa 1 micron.

Successivamente, la faccia su cui inciderà la luce solare viene trattata con un materiale antiriflessione, come nitruro di silicio oppure ossido di titanio, che consente di ridurre drasticamente le perdite per riflessione.

Nella giunzione P-N, gli elettroni si muovono dallo strato N, dove sono in eccesso, verso lo strato P, dove c'è eccesso di lacune, vale a dire cariche positive; allo stesso tempo, le cariche positive si muovono in senso contrario: si tratta di un processo di diffusione di carica, che determina l'accumulo di carica negativa nello strato P e di carica positiva nello strato N.

Il risultato è la formazione di un campo elettrico, che si oppone allo stesso processo di diffusione. [8]

Quando la cella fotovoltaica è irradiata, grazie all'effetto fotovoltaico¹, si formano delle coppie elettrone-lacuna in entrambe le regioni: il campo elettrico interno permette la separazione tra elettrone e lacuna , spingendo le due cariche in direzioni opposte.

Collegando la cella irradiata a un carico elettrico, tramite un conduttore esterno, si osserva una corrente elettrica scorrere dallo strato P (a potenziale maggiore) verso lo strato N (a potenziale minore). [6]

Ciascuna cella è dotata di due elettrodi: quello frontale, esposto alla radiazione, è a griglia e realizzato in una lega Al-Ag, quello posteriore invece è una piastra in alluminio.

L'effetto fotovoltaico, che consente di convertire l'energia solare in elettricità, è reso possibile soltanto da fotoni sufficientemente energetici, vale a dire con energia superiore o al più uguale all'energy gap del materiale utilizzato per la cella:

$$E_{ph} = h * v = \frac{h * c}{\lambda}$$

dove:

- h è la costante di Planck, pari a 6,26[.]10⁻³⁴ J[.]s;
- v è la frequenza della radiazione;
- c è la velocità della luce pari a 300.000 km/s;
- λ è la lunghezza d'onda.

Sulla base di quanto detto sinora, affinché possa aversi effetto fotoelettrico, il limite teorico in termini di massima lunghezza d'onda della radiazione è:

$$\lambda_{\max} = \frac{h \cdot c}{E_{gap}}$$

Visti i valori di energy gap per le diverse tecnologie, ne consegue che i moduli in silicio monocristallino hanno il limite di lunghezza d'onda più alto, pertanto sono in grado di erogare potenza fotovoltaica sfruttando anche radiazioni a bassa frequenza (infrarosso).

¹ L'effetto fotovoltaico si manifesta quando un elettrone nella banda di valenza del materiale semiconduttore salta nella banda di conduzione, grazie all'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico che incide sul materiale. Nei materiali semiconduttori gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, proprio come accade nei materiali isolanti: tuttavia l'energy gap tra banda di valenza e banda di conduzione è inferiore per i primi, pertanto sono i migliori candidati per la generazione fotovoltaica. Per determinare la densità di corrente foto-generata, J_{ph} (mA/cm²) occorre invece conoscere lo spettro solare $g(\lambda)$ e la risposta spettrale $S(\lambda)$ del materiale.

La risposta spettrale ideale è definita come segue:

$$S_{id}(\lambda) = \frac{e}{E_{ph}}$$

dove:

- e è la carica dell'elettrone in valore assoluto, pari a $1,6*10^{-19}$ C;
- E_{ph} è l'energia del fotone in J.



Figura 1.4 - Risposta spettrale ideale e reale – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

Dalla figura precedente è possibile desumere che il materiale che meglio si presta alla generazione di corrente fotovoltaica è il silicio monocristallino.

Tornando alla densità di corrente foto-generata, che è pari a:

$$J_{ph} = \frac{I_{ph}}{A} = \int g(\lambda) \cdot S(\lambda) \, d\lambda$$

con:

- g irradianza spettrale, in $W/m^2/\mu m$;
- S risposta spettrale.

Tipicamente la densità di corrente foto-generata può raggiungere i 40 mA/cm² per i moduli in m-Si, mentre si arresta a un massimo di 20 mA/cm² per i moduli in a-Si (G=1 kW/m², AM 1.5).

Per quanto riguarda le perdite di potenza in una cella solare, queste sono dovute principalmente a quattro fattori:

- 1) parte dei fotoni viene riflessa o incide sull'elettrodo frontale, pertanto non concorre alla generazione di potenza;
- 2) alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima di essere separate dal campo elettrico attivo nella giunzione;
- l'elettrodo frontale oppone una resistenza al passaggio della corrente, pertanto si manifestano perdite di natura ohmica;
- 4) l'isolamento elettrico ai bordi della cella non è mai perfetto.

In presenza di radiazione solare, la cella fotovoltaica è attraversata da una corrente foto-generata I_{ph} proporzionale all'irradianza solare G.

Al contempo però è attivo anche il processo di diffusione elettrica, che concorre a generare un flusso di carica I_j contrario alla corrente foto-generata, che aumenta con la tensione ai capi della cella, fino a raggiungere il valore massimo in caso di circuito aperto. [5]

1.4 Il circuito equivalente di una cella solare

È possibile modellare una cella solare tramite un circuito equivalente sufficientemente semplice e accurato, trattandola come un generatore di corrente:



Figura 1.5 - Circuito elettrico equivalente di una cella solare – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

La corrente foto-generata può essere modellata mediante un generatore di corrente ideale ed è direttamente proporzionale sia all'irradianza solare G che all'area della superficie esposta alla radiazione solare A:

$$I_{ph} = k_{mat} \cdot G \cdot A$$

dove k_{mat} è un parametro che tiene conto della risposta spettrale reale del materiale.

La giunzione P-N, tuttavia, è percorsa anche da una corrente di diffusione I_j , che riduce la corrente globalmente erogata dalla cella irradiata:

$$I_j = I_0(e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1)$$

dove:

- I₀ è la corrente di saturazione del diodo;
- q è la carica dell'elettrone in valore assoluto $(1,6*10^{-19} \text{ C});$
- m è un fattore che esprime la qualità della giunzione P-N e vale circa 2 per c-Si;
- k è la costante di Boltzmann (1,38*10⁻²³ J/K)
- T è la temperatura assoluta della cella (K).

Un'ulteriore perdita in termini di corrente erogata è associata a un imperfetto isolamento elettrico delle superfici laterali della cella, di cui è possibile tenere conto attraverso un componente resistivo in parallelo R_{sh} , percorso dalla corrente dispersa I_{sh} :

$$I_{sh} = \frac{U_j}{R_{sh}}$$

In definitiva, il bilancio di corrente è:

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh}$$

La tensione erogata dalla cella irradiata, invece, è ridotta dalle perdite ohmiche associate all'elettrodo frontale, non trattandosi di un conduttore ideale.

Tali perdite possono essere modellate con un componente resistivo R_s collocato in serie alla cella solare, la cui resistenza sarà tanto più piccola quanto maggiore è il numero di sbarre conduttrici in parallelo (*busbars*) dell'elettrodo frontale. [5]

Il bilancio di tensione pertanto sarà:

$$U = U_j - R_s \cdot I$$

1.5 La curva caratteristica di una cella solare

Ciascuna cella fotovoltaica irradiata è caratterizzata da una curva caratteristica correntetensione fortemente non-lineare.

È possibile individuare nella curva I-U alcuni parametri notevoli, nello specifico:

- I_{mpp}, la corrente nel punto di massima potenza;
- U_{mpp} , la tensione nel punto di massima potenza (dell'ordine di 0,5 V);
- I_{sc}, la corrente in cortocircuito;
- U_{oc}, la tensione a circuito aperto (dell'ordine di 0,6 V)



Figura 1.6 – Caratteristiche I-U e P-U di una cella solare – Fonte powerelectronictips.com

La curva caratteristica I-U di una cella solare attraversa tre quadranti, in due dei quali la cella opera da carico elettrico perché è sottoposta a corrente o tensione inversa. Occorre evitare tali condizioni operative in quanto, al limite, la cella potrebbe raggiungere una temperatura di oltre 85 °C, con conseguente danneggiamento del materiale polimerico utilizzato per il suo incapsulamento (EVA). Allo stesso tempo, è opportuno evitare che la cella sia sottoposta a tensioni inverse così elevate da poterla danneggiare in modo permanente (*breakdown*).

La potenza erogata da una cella solare, come già accennato, è massima in corrispondenza di I_{mpp} e U_{mpp} , mentre è nulla sia in condizioni di corto circuito (I_{sc}) che di circuito aperto (U_{oc}).

La curva caratteristica I-U di una cella solare dipende dall'irradianza solare:

- le correnti I_{sc} e I_{mpp} subiscono variazioni consistenti, essendo proporzionali all'irradianza incidente;
- le tensioni U_{oc} e U_{mpp} invece variano di poco con l'irradianza solare, alla quale sono legate da una legge logaritmica:

$$U_{oc} \approx \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) = m \cdot U_T \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right)$$

con U_T tensione termica.



Figura 1.7 - Dipendenza della curva I-U dall'irradianza solare – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

I parametri elettrici di cui sopra dipendono anche dalla temperatura della cella T_c, all'aumentare della quale:

- Isc aumenta debolmente;
- Impp diminuisce, soprattutto per le celle di tipo a-Si;
- U_{mpp} e U_{oc} diminuiscono significativamente a causa dell'incremento di I₀;
- P_{max}, di conseguenza, diminuisce.

-

La dipendenza di suddetti parametri dalla temperatura di cella è esprimibile attraverso dei coefficienti termici (α , β , γ), che figurano nelle formule analitiche seguenti:

$$\begin{split} I_{SC}(G,T_{C}) &= I_{SC}(STC) \cdot \frac{G(W/m^{2})}{1000} \cdot \left(1 + \alpha_{ISC} \cdot \Delta T_{C}\right) \\ U_{OC}(T_{C}) &= U_{OC}(STC) \cdot \left(1 + \beta_{Uoc} \cdot \Delta T_{C}\right) \\ P_{M}(G,T_{C}) &= P_{M}(STC) \cdot \frac{G(W/m^{2})}{1000} \cdot \left(1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T_{C}\right) \\ \eta(T_{C}) &= \frac{P_{M}}{G \cdot A} = \frac{P_{M}(STC) \cdot \left(1 + \gamma_{Pm} \cdot \Delta T_{C}\right)}{1000 \cdot A} \end{split}$$

 $con \Delta T_c = T_c - T_{STC}$

Dette formule sono particolarmente utili, in quanto permettono di calcolare correnti, tensioni, potenza massima e rendimento di conversione in funzione dell'irradianza G e della temperatura di cella T_c, partendo dal loro valore in condizioni standard (G_{STC} =1000 W/m², T_{STC} =25 °C).



Figura 1.8 - Dipendenza della curva I-U dalla temperatura di cella – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

È fondamentale tener conto di queste dipendenze, in quanto irradianza e temperatura variano considerevolmente nell'arco della giornata, determinando una variazione della potenza generata dai moduli, come evidenzia il grafico che segue:



Figura 1.9 – Variazione giornaliera dei parametri d'interesse – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

In definitiva, la potenza P_{dc} e la corrente I_{mpp} sono proporzionali all'irradianza G, mentre la tensione U_{mpp} dipende principalmente dalla temperatura di cella, come emerge dalla figura seguente [5]:



Figura 1.10 – Variazione giornaliera di Umpp e Impp – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

1.6 Connessione e mismatch tra celle solari

Quando si interconnettono più celle solari, in presenza di celle difettose o di ombreggiamento possono manifestarsi alcuni problemi.

Consideriamo N_s celle connesse in serie a formare una stringa: una cella difettosa oppure ombreggiata penalizzerà la curva caratteristica I-U dell'intera stringa, nel senso che la corrente di cortocircuito della stringa I_{sc} sarà pari a quella della cella problematica, con il risultato che la potenza erogata dalla stringa subirà una notevole contrazione.

In una situazione simile, la condizione operativa più critica è quella di cortocircuito della stringa, dal momento che la cella problematica, essendo sottoposta alla tensione inversa generata da tutte le altre celle, opererà da carico elettrico anziché da generatore,

In tal caso, la cella rischia di danneggiarsi definitivamente se la tensione inversa alla quale è sottoposta supera il valore di breakdown.

Tale rischio può essere facilmente evitato tramite l'inserzione di un diodo di bypass, che generalmente viene connesso in parallelo con gruppi di 24-36 celle.

Si consideri adesso un'interconnessione di celle in parallelo: nell'ipotesi che una delle celle sia difettosa oppure ombreggiata, il parallelo sarà caratterizzato da una tensione di circuito aperto pari a quella della cella difettosa.

In tal caso, la condizione operativa più critica è invece quella di circuito aperto, in quanto la cella problematica sarà percorsa dalla corrente inversa erogata da tutte le altre. Il problema può essere risolto inserendo in serie un diodo di blocco su ciascuna stringa.

In generale, per scongiurare problemi di *mismatch* ("disaccoppiamento") è bene collegare celle solari e moduli con caratteristiche elettriche il più possibile simili e progettare il campo fotovoltaico in maniera da limitare gli ombreggiamenti. [5]

1.7 La struttura di un modulo fotovoltaico



Figura 1.11 – Struttura di un modulo fotovoltaico – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

Un modulo fotovoltaico è in genere costituito da più strati sovrapposti che, procedendo dalla faccia esposta alla radiazione solare verso quella opposta, consistono di:

- una lastra di vetro dello spessore di 3-4 mm;
- celle solari, incapsulate in Etilene Vinil Acetato (EVA), un materiale con proprietà impermeabili;
- uno strato posteriore in Tedlar® o vetro;

- una scatola di giunzione, contenente i diodi di bypass e i terminali di connessione.

Talvolta i moduli sono provvisti anche di una cornice in alluminio che facilita l'eventuale montaggio su strutture metalliche di supporto.

I moduli disponibili sul mercato devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate secondo la norma IEC EN 61215, valida per moduli in silicio cristallino.

Ciascun modulo deve essere inoltre provvisto di una scheda tecnica, sulla quale sono riportati i principali parametri elettrici, tra cui:

- potenza nominale in condizioni STC, generalmente espressa in watt picco (W_p);
- corrente di corto circuito e nel punto di massima potenza;
- tensione di circuito aperto e nel punto di massima potenza;
- efficienza in condizioni standard (STC), definita come il rapporto tra la potenza nominale del modulo e il prodotto dell'irradianza solare standard (1 kW/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa l'eventuale cornice;
- temperatura della cella in condizioni di normale funzionamento (NOCT), cioè la temperatura di equilibrio raggiunta dalla cella quando l'irradianza è di 800 W/m² (AM=1.5), la temperatura ambiente è di 20 °C e la velocità del vento è di 1 m/s.

La temperatura di cella in funzione di irradianza G e temperatura ambiente T_a, di conseguenza, può essere stimata con la seguente formula:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} \cdot G$$

Prima di essere immessi sul mercato, i moduli vengono sottoposti a test secondo normativa (IEC EN 61215), con l'obiettivo principale di garantire l'isolamento elettrico e la resistenza a condizioni avverse.

Dopo l'installazione, inoltre, è possibile individuare se le celle sono soggette a condizioni di mismatch elettrico, eseguendo appositi test basati sull'uso di termocamere.

I moduli tipicamente sono coperti da una garanzia, che riguarda sia eventuali difetti di fabbrica sia la perdita di prestazioni nel tempo, dovuta alla degradazione dei materiali.

Attualmente i produttori assicurano per i primi dieci anni un rendimento di conversione pari al 90% del valore nominale dichiarato.

I generatori fotovoltaici possono avere taglia variabile da pochi kW a molti MW, a seconda che siano destinati all'alimentazione di utenze domestiche oppure alla produzione di potenza elettrica. [5]

1.8 Inverter e ausiliari di un impianto fotovoltaico

Generalmente, i moduli fotovoltaici vengono connessi in serie per formare delle stringhe, che connesse in parallelo costituiscono un campo fotovoltaico.

La potenza di un impianto è tipicamente espressa in kilowatt picco (kW_p) ed è pari alla somma delle potenze, in condizioni standard, dei moduli fotovoltaici installati.

Un generatore fotovoltaico per funzionare necessita di componenti aggiuntivi: gli inverter, per esempio, sono indispensabili per convertire la corrente continua, generata dai moduli, in corrente alternata, con cui comunemente si alimentano le utenze elettriche.

L'inverter ha anche la funzione di controllare la qualità della potenza generata prima dell'immissione in rete, tramite un filtro L-C contenuto al suo interno.

Nel settore fotovoltaico trovano impiego sia inverter monofase che trifase, in base alla taglia del generatore.



Figura 1.12 - Inverter di grande taglia per applicazioni solari – Fonte Ingecon

Gli inverter di uso comune presentano in uscita un segnale sinusoidale con un basso contenuto armonico, ottenuto mediante la modulazione di larghezza dell'impulso, in inglese *Pulse Width Modulation* (PWM), basata sulla comparazione tra un'onda sinusoidale e un'onda triangolare.

Attualmente, gli inverter più diffusi sono basati su transistor e non su tiristori come in passato, così che il loro funzionamento non sia comandato da un segnale d'innesco fornito dalla rete elettrica.

La potenza erogata da un generatore fotovoltaico dipende dal suo punto di funzionamento. Per massimizzare la potenza occorre adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento coincida con quello di massima potenza. Per questa ragione, di regola gli inverter per applicazioni fotovoltaiche sono provvisti di un inseguitore del punto di massima potenza, noto con l'acronimo di MPPT: si tratta di un convertitore elettronico DC-DC, posto a monte dell'inverter vero e proprio, che ottimizza il funzionamento del generatore fotovoltaico al variare delle condizioni di irraggiamento e temperatura, garantendo l'estrazione della massima potenza. [8]

Quest'ultimo dispositivo può eseguire la ricerca del punto di massima potenza sfruttando algoritmi diversi, tra cui il più utilizzato è "perturba e osserva", che consiste nel variare leggermente la tensione e poi osservare la corrispondente variazione di potenza: se positiva occorre continuare a variare la tensione nello stesso senso, se negativa occorre variare la tensione in senso contrario. [5]

I costruttori degli inverter per impianti fotovoltaici connessi in rete di solito dichiarano:

- U_{mppt,min}, tensione minima che l'inverter riesce a inseguire attraverso la funzione MPPT;
- U_{mppt,max}, tensione massima che l'inverter riesce a inseguire attraverso la funzione MPPT;
- V_{max,DC}, limite massimo di tensione lato DC;
- numero di ingressi DC cui è possibile collegare le stringhe in parallelo;
- I_{max,DC}, corrente limite (globale o per singolo circuito MPPT) gestibile dall'inverter lato DC;
- $P_{n,DC}$, potenza nominale lato DC;
- P_{n,AC}, potenza nominale lato AC;
- P_{max,DC}, potenza massima lato DC;
- P_{max,AC}, potenza massima lato AC;
- η_{europeo}, valor medio ponderato dei rendimenti a carico parziale, attualmente ritenuto valido per latitudini maggiori di quelle italiane;
- η_{max} , massimo rendimento dell'inverter, generalmente espresso come $P_{n,AC}/P_{n,DC}$. [6]

Detti inverter devono avere caratteristiche peculiari, quali:

- un'efficienza di conversione η_{DC-AC} superiore al 90%;
- basse perdite in assenza di carico (minori dell'1%);
- basso contenuto armonico;
- presenza di un MPPT con efficienza maggiore del 97%;
- accensione/spegnimento automatico per bassi valori di irradianza solare;
- spegnimento automatico in caso di guasto;
- capacità di limitare la potenza in ingresso proveniente dal generatore fotovoltaico.

Sia l'efficienza di conversione di MPPT che quella dell'inverter dipendono dalla frazione di potenza erogata dal dispositivo rispetto al valore nominale P_{AC} , come evidenziato nel grafico seguente [5]:



Figura 1.13 – Efficienze di un inverter al variare della potenza erogata – Fonte dispense Prof. Spertino, F.

Per quanto riguarda la modalità di connessione del generatore fotovoltaico all'inverter, esistono diverse soluzioni impiantistiche. La scelta può avvenire in base a diversi fattori, tra cui:

- la grandezza dell'impianto;
- il grado di affidabilità che si intende ottenere;
- il tipo d'installazione.

Nei grossi impianti si tende a impiegare più inverter di media potenza: infatti, in caso di guasto una configurazione centralizzata con singolo inverter comporterebbe il blocco completo della produzione.

La scelta di solito deriva da un compromesso tra la migliore soluzione tecnica e i minori costi d'investimento e operativi.

Le configurazioni più diffuse sono:

- mono-stringa, con un inverter per ogni stringa;
- multi-stringa, con più stringhe collegate in parallelo a un unico inverter;
- centralizzata, con un solo inverter di grande taglia per l'intero campo fotovoltaico. [7]

Oltre all'inverter, un impianto fotovoltaico per la produzione di potenza è tipicamente dotato di altri dispositivi, quali:

- il contatore di produzione, installato immediatamente a valle dell'inverter, che serve a conteggiare l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- il contatore di scambio, che misura sia l'energia immessa in rete che quella prelevata dalla rete;
- le centraline di campo, lato DC e lato AC, contenenti dispositivi di sicurezza (interruttori, fusibili) che si attivano in caso di sovratensione a protezione di moduli e inverter.
- il dispositivo d'interfaccia, che rileva alcune grandezze di rete (tensione, frequenza) e, in caso di forti incongruenze rispetto ai valori standard, attiva un interruttore che interrompe la connessione con la rete elettrica;
- il trasformatore, realizza l'isolamento elettrico tra il generatore fotovoltaico e la rete, permettendo eventualmente di variare il livello di tensione in uscita a seconda delle caratteristiche della rete stessa.

1.9 Produttività di un impianto fotovoltaico

Di regola, la progettazione di un impianto fotovoltaico richiede una valutazione preventiva della sua produttività E_{AC} , vale a dire della quantità di energia elettrica potenzialmente producibile.

Per stimare la produttività dell'impianto è possibile utilizzare l'equazione seguente:

$$E_{AC} = H_g \cdot S_{PV} * \eta_{STC} \cdot PR$$

dove:

- H_g è l'irraggiamento globale giornaliero, mensile o annuale in kWh/m²;
- S_{PV} è l'area complessiva dei moduli fotovoltaici;
- η_{STC} è l'efficienza nominale dei moduli in condizioni standard (STC);
- PR (performance ratio) è un indice che esprime l'efficienza del sistema.

In alternativa, un'espressione più sintetica è :

$$E_{AC} = P_N \cdot h_{eq} \cdot PR$$

dove:

- P_N è la potenza nominale complessiva dei moduli fotovoltaici in condizioni standard (STC)
- h_{eq} è il numero di ore solari equivalenti su base giornaliera, mensile, annuale.

Un'ulteriore equazione è fornita nello standard IEC 61724, per impianti fotovoltaici connessi in rete:

$$E_{AC} = P_N \cdot Y_R \cdot PR = P_N \cdot Y_F$$

dove:

- Y_R (*reference yield*) rappresenta le ore solari di picco, calcolate su base giornaliera, mensile o annuale come H_g/G_{STC};
- Y_F (*final yield*) è definito come E_{AC}/P_N e si esprime in kWh/kW oppure in ore su base giornaliera, mensile o annuale.

Il parametro PR tiene conto di alcuni fenomeni che concorrono a ridurre la produttività dell'impianto, per esempio:

- la tolleranza sui dati dichiarati in STC e il mismatch tra le curve caratteristiche I-U dei moduli;
- la sporcizia e la riflessione sul vetro esposto alla radiazione solare;
- uno spettro solare diverso da quello di riferimento (AM=1.5);
- le perdite ohmiche nei cavi;

- una temperatura diversa da 25 °C;
- la presenza di ombreggiamento o un irraggiamento disomogeneo sui moduli;
- l'efficienza di conversione di MPPT e inverter.

Tali perdite sono esprimibili in valore percentuale nell'espressione di PR, dove figurano nello stesso ordine in cui sono state sopraelencate:

$$PR = \eta_{mis} \cdot \eta_{d-r} \cdot \eta_{spec} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{PCU}$$

Tuttavia, la formula per la stima della produttività dell'impianto non è esente da incertezze, in quanto:

- h_{eq} è calcolato in base allo standard UNI 10349, con informazioni non aggiornate e disponibili solo per poche località;
- il parametro PR non può essere determinato in maniera esatta;
- i flash report dei moduli fotovoltaici, forniti dal produttore e contenenti i dati tecnici, si basano su test di laboratorio condotti su un piccolo campione del lotto di produzione e in condizioni di luce simulata, pertanto sono affetti da un grado d'incertezza non quantificato dal produttore.

Di conseguenza, al fine di ridurre le incertezze sulla stima della produttività di un impianto fotovoltaico, possono essere condotti due test sperimentali: il primo è condotto sul generatore fotovoltaico e serve a stimare le prime quattro delle perdite succitate (η_{mis} , η_{d-r} , η_{spec} , η_{wir}); il secondo test viene effettuato sull'inverter per stimare η_{PCU} .

Per quanto riguarda la valutazione di $h_{eq} e \eta_{temp}$, i dati su irradianza e temperatura ambientale sono solitamente forniti dall'ARPA (*Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale*).

In definitiva il calcolo della produttività avviene mediante la seguente espressione:

$$E_{AC} = P_M \cdot h_{eq} \cdot \kappa_{Temp} \cdot \eta_{PCU}$$

dove:

- P_M è la potenza nominale in condizioni di esercizio;
- κ_{Temp} è calcolato come segue

$$\kappa_{Temp} = 1 + \gamma_{Pm} \cdot \left(T_{c,media} - 25 \,^{\circ}C \right)$$

dove γ_{Pm} è il coefficiente termico per la potenza massima.

Tipicamente sussiste una deviazione tra la potenza nominale di targa P_N e quella in condizioni di esercizio P_M , che tipicamente è inferiore.

Generalmente, la produzione dell'impianto fotovoltaico in esercizio è monitorata tramite datalogger, ovvero dispositivi elettronici connessi in rete che consentono di visualizzare da remoto i dati di produzione e memorizzarli. [5]

1.10 Criteri di connessione alla rete elettrica

L'allaccio del sistema fotovoltaico alla rete di distribuzione, fino a poco tempo fa, era regolamentato per la media e la bassa tensione dalle norme CEI 11-20, per l'alta tensione dalle norme CEI 11-32.

Negli ultimi anni sono entrate in vigore le norme CEI 0-21 per la connessione di utenti attivi e passivi alla bassa tensione e CEI 0-16 per la media e alta tensione.

La connessione in BT è possibile fino a potenze di 100 kVA, mentre è a discrezione dell'esercente fino a potenze di 200 kVA, oltre i quali è possibile solo il collegamento in MT.

In base alla delibera ARG/elt 99/08 (TICA), il limite oltre il quale la connessione va effettuata in AT è di 6 MW.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente trattazione ha una potenza di 874 kWp, pertanto è connesso in MT, come tutti gli impianti di potenza compresa tra 100 kW e 6 MW.

I dispositivi previsti per la connessione in MT sono:

- il Dispositivo Generale (DG), che separa l'impianto dalla rete pubblica;
- il Dispositivo d'Interfaccia (DDI), costituito da un dispositivo di protezione automatico asservito al Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI), in grado di separare i gruppi di generazione dalla rete pubblica;
- il Dispositivo di Generatore (DDG) che separa il singolo generatore dal resto dell'impianto;
- il Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI), in grado di intervenire sul DDI attraverso le protezioni di minima e massima frequenza, di minima tensione e di perdita di rete. [7]

Capitolo 2

L'impianto fotovoltaico "Rios"

2.1 Il campo fotovoltaico

L'analisi che segue ha come oggetto un impianto fotovoltaico a terra connesso in rete e ha la finalità di valutare i benefici ottenibili da un intervento di revamping consistente nella sostituzione degli inverter.

L'impianto fotovoltaico è localizzato in provincia di Cuneo e si compone di 190 stringhe, con 20 moduli da 230 Wp per stringa, per un totale di 3800 moduli e 874 kWp di potenza.

I moduli, fissati su una struttura di supporto metallica ancorata al terreno, sono perfettamente orientati a sud con un angolo di tilt di 25°.



Figura 2.1 – Ancoraggio dei moduli alla struttura metallica di supporto
L'impianto, nella configurazione originaria, era dotato di due inverter centralizzati da 500 kW ciascuno, che servivano due distinte porzioni del campo fotovoltaico, nel seguito indicate con il termine di sottocampo.

2.1.1 Il sottocampo fotovoltaico 1

Il sottocampo 1 ha mantenuto la configurazione originaria: è tuttora servito dall'inverter 1, di tipo centralizzato, ed è costituito da 114 stringhe, per un totale di 2280 moduli e 524,4 kWp di potenza.

Il sottocampo si compone a sua volta di 3 sottoimpianti fotovoltaici, ciascuno costituito da 38 stringhe, per un totale di 760 moduli e 174,8 kWp:

- sottoimpianto 1.1, le cui stringhe sono ripartite in 3 gruppi (da 12,12 e 14 stringhe), ciascuno afferente a una cassetta di parallelo stringhe CC con 14 ingressi. Le 3 cassette CC sono poi collegate al quadro di parallelo DC (QPDC 1.1);
- sottoimpianto 1.2, le cui stringhe sono ripartite in 4 gruppi (da 11,12,7 e 8 stringhe), ciascuno afferente a una cassetta di parallelo stringhe CC (con 14 ingressi per i primi due gruppi, con 8 ingressi per gli altri due). Le 4 cassette CC sono poi collegate al quadro di parallelo QPDC 1.2;
- sottoimpianto 1.3, le cui stringhe sono ripartite in 4 gruppi (da 9,13,8 e 8 stringhe), ciascuno afferente a una cassetta di parallelo stringhe CC (con 14 ingressi per i primi due gruppi, con 8 ingressi per gli altri due). Le 4 cassette CC sono poi collegate al quadro di parallelo QPDC 1.3.

I tre quadri QPDC 1.1, QPDC 1.2 e QPDC 1.3 sono collegati all'inverter 1, di tipo centralizzato, modello Ingecon Sun Power Max 500 HE - Ingeteam, dotato di 3 MPPT, da 500 kW di potenza nominale.

A valle dell'inverter, nella stessa cabina, è presente un quadro AC (QAC1), seguito da un trasformatore elevatore BT/MT modello CTIN-Incoesa.



Figura 2.2 - Schema a blocchi del sottocampo fotovoltaico 1

2.1.2 Il sottocampo fotovoltaico 2

Il sottocampo fotovoltaico 2, originariamente servito dall'inverter 2 di tipo centralizzato, è costituito da 76 stringhe, per un totale di 1520 moduli e 349,6 kWp.

Il sottocampo si compone a sua volta di 2 sottoimpianti fotovoltaici, ciascuno costituito da 38 stringhe, per un totale di 760 moduli e 174,8 kWp:

- sottoimpianto 2.1, le cui stringhe sono ripartite in 4 gruppi (da 13,9,8 e 8 stringhe), ciascuno afferente a una cassetta di parallelo stringhe CC (con 14 ingressi per i primi due gruppi, con 8 ingressi per gli altri due). Le 4 cassette CC sono poi collegate al quadro di parallelo QPDC 2.1.
- sottoimpianto 2.2, le cui stringhe sono ripartite in 3 gruppi (da 13,12 e 13 stringhe), ciascuno afferente a una cassetta di parallelo stringhe CC con 14 ingressi. Le 3 cassette CC sono poi collegate al quadro di parallelo QPDC 2.2.

I due quadri QPDC 2.1 e QPDC 2.2 erano originariamente collegati a un inverter 2 di tipo centralizzato, identico all'inverter 1. L'inverter 2 era a sua volta connesso a un quadro QAC2, seguito da un trasformatore elevatore BT/MT modello CTIN-Incoesa.

A valle della cabina inverter è presente la cabina di consegna Enel (CCE), nella quale è possibile distinguere:

- un locale utente, con un quadro generale MT;
- un locale misure, con un gruppo per la contabilizzazione dell'energia prelevata e immessa in rete;
- un locale consegna.

L'impianto fotovoltaico in oggetto è a cessione totale, pertanto l'energia elettrica generata è integralmente immessa nella rete elettrica di distribuzione in MT. Di conseguenza, il fabbisogno elettrico degli ausiliari (postazioni PC, sistemi di controllo e monitoraggio, ecc.) è coperto prelevando energia dalla rete elettrica in BT o, in caso di temporanea interruzione del servizio, da gruppi di continuità.

Nel mese di agosto 2019, in seguito a un guasto, l'inverter centralizzato del sottocampo 2 è stato in via provvisoria sostituito con due inverter multi-stringa trifase privi di trasformatore, modello Ingecon SUN 100TL - Ingeteam, ciascuno con potenza nominale P_{AC} pari a 70 kW, che hanno permesso di recuperare parzialmente la produzione energetica del sottocampo.

Allo stato attuale, le stringhe afferenti alle cassette CC14, CC15 e CC16 (8,9 e 13 stringhe rispettivamente, per un totale di 30 stringhe) non erogano potenza in quanto scollegate. In aggiunta, delle 12 stringhe afferenti alla cassetta CC17, soltanto 8 sono attive.



Figura 2.3 - Schema a blocchi del sottocampo fotovoltaico 2 nella configurazione iniziale

Di conseguenza, attualmente nel sottocampo 2 sono attive:

- le cassette CC12 e CC13, collegate al quadro QPDC 2.1, per un totale di 21 stringhe e 96.6 kWp di potenza;
- le cassette CC18 e CC17 (8 stringhe su 12), collegate al quadro QPDC 2.2, per un totale di 21 stringhe e 96.6 kWp di potenza.

In futuro occorrerà dotare il sottocampo 2 di ulteriori inverter multi-stringa, cui collegare le stringhe attualmente non attive per recuperare l'intera produzione energetica del sottocampo.

In più, in un simile contesto è plausibile valutare anche la sostituzione del restante inverter centralizzato, in servizio nel sottocampo 1, con inverter multi-stringa, allo scopo di:

1) aumentare la produttività dell'impianto, cioè l'energia elettrica prodotta su base annua.

Gli inverter modulari, infatti, essendo di piccola taglia, sono caratterizzati da una soglia di potenza di avviamento relativamente bassa, risultando operativi anche quando l'irraggiamento solare è così modesto da non permettere l'avviamento di un inverter centralizzato.

2) ridurre tempi e costi di riparazione in caso di guasto.

Il guasto di un inverter centralizzato comporta il fermo di una vasta sezione di impianto, riducendo fortemente la potenza elettrica generata. Al contrario, il guasto di un inverter multistringa, di piccola taglia, penalizza in misura decisamente minore la produttività dell'impianto.

Inoltre, la sostituzione di un inverter centralizzato prevede un costo d'investimento cospicuo rispetto a un inverter modulare e, dato l'ingombro, un maggior dispendio di risorse.

Pertanto, scopo del presente studio è verificare se la sostituzione dell'inverter 1 con degli inverter multi-stringa è giustificata da un punto di vista energetico ed economico. A tal proposito, si effettuerà un confronto tra il sottocampo 2, con inverter multi-stringa, e il sottocampo 1, con inverter centralizzato.

2.2 I moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici installati sono costituiti da 60 celle (156x156 mm) in silicio policristallino.

Nello specifico, si tratta di moduli del tipo FTS-220 P, prodotti da Fluitecnik, con potenza pari a 230 Wp, per i quali si riporta la scheda tecnica:



Figura 2.4 – Scheda tecnica dei moduli fotovoltaici – Fonte Fluitecnik

2.3 Gli inverter

Allo stato attuale, l'impianto è fornito di più inverter di diversa tipologia, nello specifico:

- il sottocampo fotovoltaico 1 è dotato di un inverter trifase di tipo centralizzato, con potenza nominale di 500 kW, le cui principali specifiche tecniche sono riassunte nella tabella che segue:

Produttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun Power Max 500 HE (NAC)
Efficienza massima	98,5 %
Efficienza europea	98,2 %
INGRESSO DC	
Potenza fotovoltaica P _{DC}	566-650 kWp (funzione dell'area e del modulo fotovoltaico)
Potenza massima P _{DC,max}	533 kW
Range di tensione UDC	450-750 V
Massima tensione UDC,max	900 V
Massima corrente complessiva I _{DC,max}	1215 A
МРРТ	3
USCITA AC	
Potenza nominale PAC	500 kW
Massima corrente complessiva I _{AC,max}	1104 A
Tensione nominale VAC	3x275 V
Cosø	1

Tabella 2.1 – Parametri tecnici dell'inverter da 500 kW - Fonte Ingeteam

Nella scheda tecnica dell'inverter viene anche fornita l'efficienza di conversione, al variare della percentuale di potenza erogata rispetto al valore nominale:



Figura 2.5 – Efficienza di conversione dell'inverter Ingecon Sun Power Max 500 HE (NAC) in funzione della potenza erogata – Fonte Ingeteam

- il sottocampo fotovoltaico 2, invece, è dotato di due inverter trifase multi-stringa da 70 kW di potenza nominale, essendo la tensione in uscita, cioè sul lato BT del trasformatore elevatore posto a valle dell'inverter, pari a 275 V.

Le principali specifiche tecniche del dispositivo sono riassunte nella tabella che segue:

Produttore			It	ngeteam					
Modello			Ingeco	n Sun 100 T	Ľ				
Efficienza				001%					
massima				99,1 70					
Efficienza europea				98,5 %					
		Ingi	esso DC						
Range di potenza									
fotovoltaica	56-	91.1-	96.2-	101.2-	106.3-	111.3-			
raccomandato	80.2	130.5	137.8	145	152.3	159.5			
(kWp)									
Range di tensione	513-	513-	541.5-	570-	598.5-	627-			
Udc (V)	850	850 850 850 850 850 850							
Massima tensione				1100 V					
UDC,max				1100 V					

Massima corrente		185 A							
IDC,max				10 <i>J</i> A					
MPPT				1					
		Use	cita AC						
Potenza nominale	55.3	90	95	100	105	110 LW			
PAC	kW	kW	kW	kW	kW	110 K W			
Massima corrente				145 A					
IAC,max				143 A					
Tensione nominale	220	260 V	280 V	400 V	420 V	440 V			
VAC	V	300 V	300 V	400 v	420 V	440 V			
Cosø				1					

Tabella 2.2 – Parametri tecnici degli inverter da 70 kW - Fonte Ingeteam

Anche in questo caso è nota l'efficienza di conversione dell'inverter in funzione della potenza in uscita:



Figura 2.6 – Efficienza di conversione dell'inverter Ingecon SUN 100 TL in funzione della potenza erogata – Fonte Ingeteam

Capitolo 3

Confronto tra le due configurazioni di inverter: analisi tecnica

In questo capitolo si andranno a confrontare da un punto di vista tecnico due diverse configurazioni impiantistiche, con inverter centralizzato e con inverter multi-stringa, in base ai dati disponibili per l'impianto fotovoltaico "Rios" descritto nel capitolo precedente.

A partire dalla seconda metà di agosto 2019, il campo fotovoltaico "Rios" ha usufruito simultaneamente di entrambe le tipologie di inverter: si è già detto che l'inverter centralizzato del sottocampo 2, a seguito di un guasto, è stato sostituito da due inverter multi-stringa che hanno permesso di recuperare parzialmente la produzione del sottocampo, essendo stati collegati a 193,2 kWp di moduli su 349,5 kWp complessivamente disponibili.

Al contempo, il sottocampo 1 ha continuato a generare potenza tramite l'inverter centralizzato presente sin dall'anno di installazione dell'impianto.

Entrambi gli inverter sono provvisti di data logger che consentono di monitorare i principali parametri elettrici nonché la produzione energetica di ciascun inverter. Pertanto, a decorrere dall'agosto 2019, è stato possibile confrontare le due tipologie di inverter in termini di produzione energetica e di efficienza di conversione.

A tal proposito, sono stati selezionati per ogni mese, da agosto a dicembre, due giorni notevoli:

- il giorno di massima produzione energetica dell'impianto, corrispondente alla massima disponibilità di irraggiamento solare;

- il giorno di minima produzione energetica dell'impianto, corrispondente alla minima disponibilità di irraggiamento solare.

La tabella seguente riassume dette informazioni:

	MASSIM	IA PRODUZIONE	MINIM	A PRODUZIONE
	GIORNO	IRRAGGIAMENTO	GIORNO	IRRAGGIAMENTO
		SOLARE		SOLARE
		(kWh/m2/giorno)		(kWh/m2/giorno)
AGOSTO	25	7,03	28	2,42
SETTEMBRE	9	7,53	10	1,07
OTTOBRE	3	6,41	31	0,29
NOVEMBRE	4	4,96	24	0,16
DICEMBRE	10	4,09	1	0,18

Tabella 3.1 – Giorni di produzione massima e minima dell'impianto su base mensile

I dieci giorni considerati coprono un ampio intervallo di valori di irraggiamento solare giornaliero, pertanto sono sufficientemente rappresentativi delle diverse condizioni operative dell'impianto.

3.1 Produzione energetica

Per ciascuno dei dieci giorni menzionati, in base ai dati registrati dai data logger, si è ricavata la produzione energetica giornaliera dell'inverter centralizzato, che serve il sottocampo 1, e dei due inverter multi-stringa, che servono il sottocampo 2.

Questa quantità è stata poi normalizzata rispetto alla potenza fotovoltaica connessa a ciascun inverter, nello specifico:

- 524,4 kWp per l'inverter centralizzato;
- 96,6 kWp per ogni inverter multi-stringa.

La tabella che segue riassume i dati relativi alla produzione energetica di ciascun inverter nei dieci giorni considerati, ordinati secondo valori crescenti di irraggiamento solare:

	Giorno	24- nov	01- dic	31- ott	10- set	28- ago	10- dic	04- nov	03- ott	25- ago	09- set
	Irraggiamento solare (kWh/m2/day)	0,16	0,18	0,29	1,07	2,42	4,09	4,96	6,41	7,03	7,53
Inv.	Energia (kWh/giorno)	54	70	105	496	714	1505	2214	2784	2886	3117
centralizzato	En.norm. (kWh/kWp/giorno)	0,10	0,13	0,20	0,95	1,36	2,87	4,22	5,31	5,50	5,94
Inv. multi-	Energia (kWh/giorno)	13,6	16,6	26	103,1	142,6	282,3	418,4	517	541	582
stringa 1	En.norm. (kWh/kWp/giorno)	0,14	0,17	0,27	1,07	1,48	2,92	4,33	5,35	5,6	6,02
Inv. multi-	Energia (kWh/giorno)	14	17	26,8	123	143,4	341,9	442,3	529,8	542,9	629
stringa 2	En.norm. (kWh/kWp/giorno)	0,14	0,18	0,28	1,27	1,48	3,54	4,58	5,48	5,62	6,51
Media inv.	Energia (kWh/giorno)	13,8	16,8	26,4	113	143	312,1	430,4	523,4	542	605,5
multi-stringa	En.norm. (kWh/kWp/giorno)	0,14	0,17	0,27	1,17	1,48	3,23	4,45	5,42	5,61	6,27

Tabella 3.2 – Produzione energetica degli inverter nei dieci giorni notevoli

Per meglio confrontare le due tipologie di inverter in termini di produzione energetica, i dati contenuti nella tabella precedente possono essere rappresentati in un grafico a barre:



Figura 3.1 – Produzione energetica normalizzata di inverter centralizzato e multi-stringa

Dal grafico precedente si evince come in media gli inverter multi-stringa, nelle stesse condizioni di irraggiamento solare dell'inverter centralizzato, siano in grado di generare una quantità di energia elettrica per kWp installato superiore, benché di poco.

Detto ciò, per proseguire con il confronto, si è estesa la tendenza manifestata nei dieci giorni considerati all'intero anno solare, allo scopo di determinare l'incremento di produzione energetica che si potrebbe conseguire dotando l'intero campo fotovoltaico di inverter multi-stringa.

Con riferimento al sottocampo 1, con inverter centralizzato e potenza pari a 524,4 kWp, sono disponibili i dati relativi alla produzione annuale di energia elettrica a partire dal 2011, anno di installazione, fino a oggi.

Dall'analisi di questi dati si è desunto che ogni anno il sottocampo 1 ha prodotto in media 1225 kWh/kWp.

Per quanto riguarda l'irraggiamento solare giornaliero, invece, è stato stimato un valor medio di 4,33 kWh/m2/giorno.

A partire dai dati raccolti nella tabella precedente, relativi alla produzione energetica degli inverter e all'irraggiamento solare nei dieci giorni menzionati, è possibile tracciare una curva "irraggiamento-energia normalizzata" per ciascun tipo di inverter, dalla quale estrapolare la produzione energetica corrispondente a un irraggiamento solare medio di 4,33 kWh/m2/giorno.



Figura 3.2 - Curva "irraggiamento-energia normalizzata"

Il risultato è una produzione energetica normalizzata media pari a:

- 3,36 kWh/kWp/giorno per l'inverter centralizzato;
- 3,58 kWh/kWp/giorno per gli inverter multi-stringa.

In conclusione, la configurazione con inverter multi-stringa consentirebbe di incrementare la produttività dell'impianto del 6,5%, vale a dire quasi 70.000 kWh/anno di energia elettrica supplementari.

Tra le cause determinanti per l'aumento della produzione energetica si segnala la scelta del rapporto R tra la potenza di picco del generatore fotovoltaico e quella nominale dell'inverter:

$$R = \frac{P_{DC}}{P_{AC}}$$

Tale rapporto, nel caso in esame, è pari a:

- 1,38 kWp/kW per gli inverter multi-stringa;
- 1,05 kWp/kW per l'inverter centralizzato.

La scelta di sottodimensionare gli inverter, vale a dire collegarli a una potenza fotovoltaica di picco sensibilmente maggiore rispetto alla loro potenza nominale, ha senz'altro dei vantaggi.

Sappiamo che i moduli, a seconda della disponibilità di risorsa solare nei diversi momenti della giornata e dell'anno, erogano generalmente una potenza inferiore al valore di picco. Questa tendenza peraltro è sempre più marcata nel tempo, per via del loro deterioramento.

All'aumentare del rapporto R sopra menzionato, si manifestano due effetti contrastanti:

- nelle ore centrali della giornata, quando la disponibilità di risorsa è massima, può accadere che la potenza fornita dal campo fotovoltaico sia maggiore di quella nominale dell'inverter: l'eccesso viene irrimediabilmente perso per dissipazione termica perché l'inverter può erogare al più una potenza pari al valore nominale;
- al contrario, quando la potenza fotovoltaica si mantiene al di sotto di quella nominale dell'inverter, vale a dire nelle restanti ore della giornata, aumentare il rapporto R significa recuperare più potenza fotovoltaica, quindi accrescere la potenza erogata.

Tra questi due fenomeni a prevalere è il secondo, nel senso che un rapporto R elevato permette un aumento di produzione nelle prime e ultime ore della giornata ben maggiore rispetto alla perdita della produzione in eccesso a mezzogiorno: di conseguenza si tratta di una scelta giustificata.

Le considerazioni precedenti sono rese ancora più evidenti dalla figura che segue, in cui è rappresentato l'andamento della potenza erogata da un generico inverter solare nelle ore di luce, al variare del rapporto R:



Figura 3.3- Curva della potenza erogata da un generico inverter solare

La scelta del rapporto R, tuttavia, non va estremizzata, in quanto aumentare eccessivamente questo parametro progettuale potrebbe minare la durata dell'inverter, viste le significative sollecitazioni termiche: per questa ragione, di regola, il rapporto R non supera mai il valore di 1,5. [12]

In conclusione, la scelta di caricare maggiormente, in termini di potenza fotovoltaica, l'inverter multi-stringa rispetto all'inverter centralizzato concorre a una maggiore produzione di energia elettrica da parte del primo.

Un'altra ragione che giustifica la maggiore produttività degli inverter multi-stringa è il loro avviamento anticipato rispetto all'inverter centralizzato: nelle prime ore della giornata l'irraggiamento solare è modesto ma sufficiente a permettere l'avviamento di un inverter di piccola taglia, come il multi-stringa. L'inverter centralizzato, invece, avendo una soglia di potenza di avviamento superiore, tenderà ad azionarsi più tardi.

Dai dati disponibili per l'impianto in oggetto, si è desunto che in media l'inverter multi-stringa si avvia con mezz'ora di anticipo rispetto all'inverter centralizzato.

Chiaramente l'energia elettrica generata in questa fase è modesta, visto il ridotto irraggiamento solare. Tuttavia, si tratta di una quantità aggiuntiva che, estesa all'intero anno solare, apporta un contributo non trascurabile alla produzione annuale dell'impianto.

3.2 Efficienza di conversione

È possibile confrontare le due configurazioni impiantistiche già menzionate anche in termini di efficienza di conversione degli inverter, definita come segue:

$$\eta_{INV} = \frac{P_{AC}}{P_{DC,max}}$$

con:

- P_{DC,max} potenza elettrica entrante nel dispositivo (lato in corrente continua);
- P_{AC}, potenza elettrica uscente dal dispositivo (lato in corrente alternata).

È noto come l'efficienza di un inverter sia legata alla condizione di carico, vale a dire alla potenza in uscita rispetto a quella nominale: in assenza di carico l'efficienza è nulla, mentre è massima per un carico ottimale. Per questa ragione è importante che l'inverter operi quanto più possibile in prossimità della condizione di carico ottimale.

Di solito, l'inverter è dimensionato in base alla potenza di picco del campo fotovoltaico cui è connesso. Tuttavia, nelle prime e ultime ore della giornata o in condizioni di cielo coperto, vale a dire quando l'irradianza solare è modesta, sarebbe meglio disporre di un inverter sottodimensionato rispetto alla potenza di picco fotovoltaica, per una migliore efficienza di conversione.

Ancora una volta l'adozione di un elevato rapporto R, tra potenza di picco del generatore fotovoltaico e potenza nominale dell'inverter, determina un vantaggio in termini di efficienza di conversione nei momenti di scarsa disponibilità della risorsa solare.

In aggiunta, una pubblicazione² del 2012 ha evidenziato come le soglie di avvio e di arresto degli inverter incidano sensibilmente sulla produzione energetica.

Gli autori hanno condotto una campagna di misure su due inverter privi di trasformatore, con potenza nominale rispettivamente di 230 kVA e 3 kVA.

² F. Spertino, F. Corona, P. Di Leo - Limits of Advisability for Master–Slave Configuration of DC–AC Converters in Photovoltaic Systems (2012)

Dall'indagine è emerso che, a parità di potenza fotovoltaica di picco, la connessione in parallelo di tre inverter da 3 kVA produce una quantità di energia superiore rispetto a un singolo inverter centralizzato da 230 kVA fintanto che la potenza fotovoltaica non supera i 10 kW, vale a dire per bassi valori di irradianza solare.

L'inverter di taglia maggiore, infatti, è caratterizzato da perdite a vuoto rilevanti (dovute agli interruttori in commutazione, alle ventole per il raffreddamento, ecc.), perciò finché la potenza fotovoltaica in ingresso non è sufficientemente elevata l'inverter non opera alcuna conversione (*soglia di avvio*).

Per minimizzare le soglie di accensione e spegnimento è opportuno scegliere un inverter di piccola taglia: distribuendo la potenza fotovoltaica tra più inverter si riesce a massimizzare la produzione energetica nelle fasi di scarso irraggiamento solare. [15]

La figura che segue, estratta dalla pubblicazione succitata, evidenzia come per piccoli valori di potenza in ingresso l'efficienza di conversione sia maggiore per gli inverter di piccola taglia:



Figura 3.4- Soglia di avvio per inverter di diversa taglia

Tuttavia, quando la potenza fotovoltaica è elevata, così come il numero di inverter in parallelo, si verifica la situazione opposta, ovvero l'inverter centralizzato di grande taglia diviene più vantaggioso.

Nella figura che segue gli autori evidenziano tale fenomeno, confrontando il parallelo di 43 inverter da 3 kVA con un singolo inverter centralizzato da 230 kVA:



Figura 3.5- Svantaggio nell'uso di inverter di piccola taglia per P_{DC} elevate

Dalla figura è possibile desumere che quando la potenza in ingresso supera 60 kW, vale a dire circa il 25% della potenza nominale, l'efficienza dell'inverter centralizzato è maggiore.

Tornando all'impianto in oggetto, il confronto tra le efficienze è stato condotto di nuovo con riferimento ai dieci giorni individuati in precedenza e ha prodotto i risultati riassunti nella tabella che segue:

	Giorno	24- nov	01- dic	31- ott	10- set	28- ago	10- dic	04- nov	03- ott	25- ago	09- set
	Irraggiamento solare (kWh/m2/day)	0,16	0,18	0,29	1,07	2,42	4,09	4,96	6,41	7,03	7,53
Inv. centralizzato	Efficienza (%)	98,4	99,1	98,1	98,6	98,9	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
Inv. multi- stringa 1	Efficienza (%)	97,4	97,3	97,5	97,2	97,2	97,29	97,2	97,1	97,1	97,2
Inv. multi- stringa 2	Efficienza (%)	97,4	97,4	97,3	97,2	97,2	97,2	97,1	97,1	97,1	97,1
Media inv. multi- stringa	Efficienza (%)	97,4	97,3	97,4	97,2	97,2	97,2	97,2	97,1	97,1	97,1

Tabella 3.3 – Efficienza di conversione degli inverter nei dieci giorni notevoli

Mediamente, si osserva un'efficienza di conversione superiore per l'inverter centralizzato, che sembrerebbe dimostrare il prevalere della seconda tendenza appena discussa.

Detto ciò, dai dati riassunti in tabella emerge un'altra interessante informazione: il rendimento dell'inverter centralizzato è mediamente uguale, se non addirittura superiore, al valore massimo dichiarato dal costruttore , pari a 98,5%.

A tal proposito, è opportuno ricordare che l'efficienza di un inverter è il prodotto di due rendimenti:

- η_{MPPT} , vale a dire il rendimento del convertitore DC-DC (MPPT);
- η_{DC-AC} , cioè il rendimento del convertitore DC-AC.

In formule:

$$\eta_{INV} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC-AC} = \frac{P_{DC}}{P_{DC,max}} \cdot \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$

Pertanto, il dato precedente potrebbe celare una scarsa capacità dell'inverter centralizzato di operare nel punto di massima potenza: se infatti la potenza assorbita dall'inverter, vale a dire quella proveniente dall'impianto fotovoltaico, non fosse quella massima estraibile, nell'espressione precedente si avrebbe un denominatore più piccolo ($P_{DC,max}$), quindi complessivamente un'efficienza di conversione η_{INV} più alta.

Di conseguenza, sarebbe opportuno eseguire un test sull'inverter centralizzato, per verificare la sua capacità di estrarre puntualmente la massima potenza dall'impianto.

Capitolo 4

Intervento di sostituzione dell'inverter: analisi economica

4.1 Il Conto Energia

Il Conto Energia è un programma europeo di incentivazione riservato agli impianti fotovoltaici connessi in rete. L'incentivo consiste in un contributo finanziario per kWh di energia prodotta, percepibile al massimo per 20 anni, che varia con la dimensione e la tipologia di impianto.

È previsto un tetto massimo di potenza generata da tutti gli impianti o un tetto massimo di somma incentivabile.

In Italia dal 2005 al 2012 si sono susseguiti cinque programmi di incentivazione in Conto Energia, ciascuno pensato come un aggiornamento del precedente.

Il concetto di Conto Energia è stato introdotto dal d.lgs. n.387/2003, mentre ciascun Conto Energia è stato istituito con appositi decreti ministeriali:

- Primo Conto Energia, D.M. 28/07/2005;
- Secondo Conto Energia, D.M. 19/02/2007;
- Terzo Conto Energia, D.M. 06/08/2010;
- Quarto Conto Energia, D.M. 05/05/2011;
- Quinto Conto Energia, D.M. 05/07/2012. [13]

L'impianto fotovoltaico "Rios" è entrato in esercizio nel mese di aprile 2011 e ha potuto usufruire degli incentivi previsti dal Secondo Conto Energia.

Tale programma è stato varato, come già visto, dal D.M. 19/02/2007, il quale "*stabilisce criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici*".

Nel testo del decreto ministeriale citato si afferma che i beneficiari delle tariffe incentivanti sono:

- 1) persone fisiche
- 2) persone giuridiche
- 3) soggetti pubblici
- 4) condomini di unità abitative e/o edifici.

Per accedere alle tariffe incentivanti è necessario che l'impianto rispetti alcuni requisiti, tra cui:

- potenza nominale non inferiore a 1 kW;
- collegamento alla rete elettrica o a piccole reti isolate tramite un unico punto di connessione (non condiviso con altri impianti fotovoltaici).

Per quanto riguarda le tariffe incentivanti, queste variano in relazione alla potenza nominale e alla tipologia di impianto, secondo quanto riportato nella tabella seguente, dove la tariffa incentivante è espressa in €/kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico:

		1	2	3
	Potenza nominale dell'impianto P (kW)	Impianti di cui all'art. 2, comma 1, lettera b1)	Impianti di cui all'art. 2, comma 1, lettera b2)	Impianti di cui all'art. 2, comma 1, lettera b3)
A) B) C)	$\begin{array}{l} 1 \leq P \leq 3 \\ 3 < P \leq 20 \\ P > 20 \end{array}$	0,40 0,38 0,36	0,44 0,42 0,40	0,49 0,46 0,44

Tabella 4.1 – Tariffa incentivante prevista dal Secondo Conto Energia – Fonte D.M. 19/02/2007

Nella tabella si fa riferimento a impianti di tipo b1, b2 e b3, vale a dire:

- b1, impianto fotovoltaico non integrato, con moduli ubicati al suolo;
- b2, impianto fotovoltaico parzialmente integrato, con moduli posizionati su elementi di arredo urbano e viario;
- b3, impianto fotovoltaico con integrazione architettonica.

In base alle definizioni precedenti, l'impianto fotovoltaico in analisi rientra nella categoria b1 e, avendo potenza superiore a 20 kW, da tabella dovrebbe usufruire di una tariffa incentivante pari a 0,36 €/kWh.

L'energia elettrica generata è incentivata per un periodo di 20 anni, a partire dalla data di ingresso in esercizio dell'impianto, ed è costante in moneta corrente per tutta la durata dell'incentivazione.

La tariffa incentivante spettante è quella vigente alla data di ingresso in esercizio dell'impianto.

Il D.M. 19/02/2007, inoltre, prevede la possibilità da parte del MiSE di ridefinire, tramite successivi decreti, le tariffe incentivanti per gli impianti entrati in esercizio dopo il 2010, in base ai prezzi dei prodotti energetici e dei componenti degli impianti fotovoltaici. [9]

In base a quanto dichiarato dal gestore dell'impianto, la tariffa incentivante percepita è pari a 0,322 €/kWh.

Per quanto riguarda invece l'energia immessa in rete, la tariffa di vendita è di 0,05 €/kWh.

4.2 Parametri di valutazione dell'investimento

Il progetto di un impianto fotovoltaico, così come la sostituzione dei suoi componenti principali, quali moduli o inverter, richiede lo svolgimento di un'analisi tecnica ed economica.

Quando si effettua un investimento occorre esaminare alcuni aspetti, cioè:

- individuare l'obiettivo primario dell'investimento;
- analizzare la struttura di finanziamento richiesta per l'investimento;
- valutare la convenienza dell'investimento.

L'obiettivo primario dell'investimento consiste nel massimizzare il profitto dell'azienda che lo intraprende.

Per quanto riguarda il finanziamento, investire su un impianto fotovoltaico richiede un esborso monetario che, se coperto interamente con capitale proprio, può essere oneroso. Pertanto, occorre stabilire come ripartire l'investimento tra capitale proprio e capitale di terzi, per esempio una banca.

Con riferimento all'ultimo punto, in linea di principio l'investimento è conveniente se il rendimento atteso, stimato in base ai flussi di cassa generati e alla loro distribuzione nel tempo, è superiore a una soglia minima accettabile: tale soglia è maggiore per gli investimenti più rischiosi ma deve anche riflettere la struttura finanziaria scelta.

La valutazione dell'investimento può avvenire attraverso un'analisi costi-benefici, basata sul confronto tra il costo dell'investimento e il beneficio economico che se ne trae: se il primo prevale sul secondo l'investimento non è conveniente.

Naturalmente tale confronto va fatto considerando che il costo d'investimento è denaro attuale, mentre il beneficio sarà percepito solo negli anni successivi.

Di conseguenza, per confrontare le due somme occorre "riportarle" allo stesso istante tramite il cosiddetto tasso di attualizzazione, che rappresenta il compenso annuale che il creditore riceve dal debitore per il denaro prestato.

Si consideri uno scambio di capitale C_0 tra creditore e debitore, con un tasso d'interesse r. Al termine degli n anni concordati, il creditore dovrà ricevere un capitale pari a :

$$C_n = C_0 \cdot (1+r)^n$$

Invertendo l'equazione precedente è possibile ricavare il valore di C_0 , riportando così all'istante zero la somma di denaro disponibile dopo n anni:

$$C_0 = \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

Con riferimento all'impianto in oggetto, si vuole analizzare l'investimento richiesto per la sostituzione dell'inverter centralizzato. Allo scopo, occorrerà definire:

- l'investimento iniziale I₀;
- i benefici monetari che ne derivano, nel seguito denominati flussi di cassa FC;
- gli anni di valutazione dell'investimento n;
- il tasso di attualizzazione r.

Nel caso in esame, l'investimento iniziale è connesso all'acquisto e all'installazione dei nuovi inverter multi-stringa.

Per quanto riguarda i benefici economici ricavabili dall'investimento, si consideri che per flusso di cassa FC_i s'intende la differenza tra entrate e uscite monetarie nel j-esimo anno, in formule:

$$FC_i = RICAVI - COSTI OPERATIVI - IMPOSTE$$

dove:

- i ricavi derivano dalla vendita dell'energia elettrica, dalla tariffa incentivante e dal corrispettivo CTR³;
- i costi operativi sono associati alla manutenzione ordinaria, all'assicurazione, alla manutenzione straordinaria e ai corrispettivi passivi;
- le imposte sono quelle dovute all'investimento.

Gli anni di valutazione dell'investimento possono essere assunti pari alla vita utile degli inverter, stimata a dieci anni. Tuttavia, dato che l'impianto in oggetto beneficerà dell'incentivo in Conto Energia per ulteriori 11 anni, è lecito considerare n=11.

Per riportare i flussi di cassa all'anno in cui si effettua l'investimento occorre definire il tasso di attualizzazione: questo parametro esprime il costo medio ponderato del capitale che l'azienda paga ai suoi finanziatori (WACC).

Sostituendo r con WACC nella formula di cui sopra :

$$C_0 = \frac{C_n}{(1 + WACC)^n}$$

Il WACC rappresenta la media ponderata tra il costo del capitale proprio e quello del capitale di debito. In formule:

$$WACC = K_d \cdot (1-t) \cdot \frac{D}{D+E} + K_e \cdot \frac{E}{D+E}$$

³ Il GSE, nel caso di impianti connessi in MT o BT, riconosce ai produttori il corrispettivo servizio di trasmissione CTR, pari a 0,416 c \in /kWh per il 2011. Questo corrispettivo viene incrementato del 4,2% per la MT, per tenere conto delle perdite di rete.

con:

- K_d (1 t) costo del capitale di debito al netto del beneficio fiscale, con t aliquota fiscale;
- K_e costo del capitale proprio;
- *D* capitale di debito;
- *E* capitale proprio.

Il WACC, pertanto, dipende dalla struttura finanziaria dell'investimento

Il costo del capitale di debito K_d è il costo che l'azienda sostiene per prendere in prestito i fondi necessari a finanziare l'investimento: esso si può identificare con il tasso d'interesse che l'azienda paga a un istituto di credito per il finanziamento.

Valutare il costo del capitale proprio è più complicato, perché è legato al concetto di rischio finanziario:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) \cdot \beta$$

con:

- R_f rendimento free-risk, vale a dire il rendimento di un investimento senza rischi, attualmente pari a 1,25% per titoli di stato con valore residuo di 10 anni;
- R_m rendimento medio di un portafoglio rischioso sul mercato dei capitali;
- $(R_m R_f)$ premio di rischio, cioè il rendimento aggiuntivo richiesto da un investitore per passare da un investimento free risk a un investimento di media rischiosità;
- β sensibilità dell'investimento ai movimenti di mercato.

Per la stima del premio di rischio, si considera la seguente espressione:

$$R_m - R_f = premio base (mercati azionari maturi) + premio paese$$

Come premio base si fa riferimento al mercato degli USA, per cui l'indice S&P500 è attualmente del 5,20%.

Per quanto riguarda il premio paese, nel 2019 per l'Italia risulta pari a 2,17%.

Di conseguenza, il premio di rischio è pari a 7,27%. [14]

Quanto alla stima del coefficiente β per l'investimento, può avvenire secondo la modalità che segue:

- 1) si identifica l'attività per cui calcolare il parametro β ;
- 2) si stima il beta *unlevered* (al netto del debito) per imprese appartenenti al settore delle energie rinnovabili;
- 3) si calcola il livello di indebitamento aziendale o, in alternativa, si considera l'indice di indebitamento medio del settore;
- 4) si calcola il beta (con debito) dell'azienda come:

$$\beta = \beta_{unlevered} \cdot (1 + (1 - t) \cdot \frac{D}{E})$$

Nell'ipotesi che:

- l'aliquota fiscale t applicabile sia pari al 27,5%;
- l'investimento sia finanziato con un rapporto D/E del 30%;

essendo per il settore "carbone/energia rinnovabile" :

$$\beta_{unlevered} = 0,63$$

si può calcolare β con la formula precedente, ottenendo:

$$\beta = 0,77$$

Il costo del capitale proprio risulta, di conseguenza:

$$K_e = 1,25\% + 7,27\% \cdot 0,77 = 6,85\%$$

Considerando un tasso d'interesse del finanziamento K_d del 5%, si ottiene:

Il WACC non è altro che il tasso di attualizzazione, che permette di confrontare somme di denaro disponibili in tempi diversi, nello specifico i flussi di cassa con l'investimento iniziale.

Una volta calcolato il WACC è possibile introdurre degli indici finanziari che permettono di stabilire la convenienza dell'investimento.

Tra gli indici di valutazione dell'investimento figurano:

1) il Valore Attuale Netto (VAN)

La somma dei benefici ottenibili anno per anno grazie all'investimento, in n anni di valutazione, attualizzata all'istante zero in cui avviene l'esborso del capitale I_0 è:

$$B = \sum_{j=1}^{n} \frac{FC_j}{(1 + WACC)^j}$$

Di conseguenza, è possibile definire il VAN come:

$$VAN = \left[\sum_{j=1}^{n} \frac{FC_j}{(1 + WACC)^j}\right] - I_0$$

Per determinare se l'investimento è conveniente basta considerare il segno del VAN:

- se VAN>0 il progetto è conveniente, perché determina un profitto;
- se VAN<0 il progetto non è conveniente, perché non genera profitto.

2) Il Payback Time (PBT)

Il PBT è definito come il rapporto tra il costo d'investimento I_0 e il flusso di cassa, previsto a cadenza periodica, assunto costante.

3) Il Tasso Interno di Rendimento (TIR)

IL TIR, espresso in termini percentuali, non è altro che il tasso di attualizzazione che annulla il VAN, cioè:

$$0 = \left[\sum_{j=1}^{n} \frac{FC_j}{(1+TIR)^j}\right] - I_0$$

Noto questo parametro, il criterio per determinare la convenienza dell'investimento è il seguente:

- se TIR>WACC l'investimento è conveniente;
- se TIR<WACC l'investimento non è conveniente. [7]

4.3 Analisi economica dell'intervento di sostituzione dell' inverter

Nel capitolo precedente è emerso come, ai fini della produzione energetica, la configurazione con inverter multi-stringa sia più vantaggiosa di quella con inverter centralizzato.

Questa osservazione ha come naturale conseguenza la valutazione economica di un intervento di conversione del campo fotovoltaico "Rios" dall'attuale configurazione ibrida (compresenza di inverter multi-stringa e centralizzato) a una configurazione con soli inverter multi-stringa; a tal proposito, è possibile scegliere se:

- limitarsi a sostituire l'inverter centralizzato, attualmente in esercizio nel sottocampo 1, con inverter multi-stringa (caso A);

oppure

- procedere non solo alla sostituzione appena considerata, ma anche all'installazione di nuovi inverter multi-stringa nel sottocampo 2, in modo da recuperare le stringhe attualmente disconnesse (caso B).

In entrambi i casi, per effettuare l'analisi economica occorre valutare i costi e i ricavi connessi all'investimento: con queste informazioni sarà infatti possibile calcolare i flussi di cassa, anno per anno, e attualizzarli tramite il WACC.

Sia nel caso A che nel caso B, l'investimento iniziale I_0 è la somma di due contributi, ovvero:

- il costo d'acquisto degli inverter multi-stringa che, da preventivo, ammonta a 5000 euro per unità;
- il costo di manodopera e materiali, per un totale di 4500 euro.

L'impianto fotovoltaico "Rios" è caratterizzato da una potenza di 874 kWp:

nel caso A, la potenza di picco da collegare ai nuovi inverter multi-stringa è quella attualmente connessa all'inverter centralizzato, pari a 524,4 kWp.
Volendo preservare lo stesso rapporto R⁴ utilizzato per i due inverter multi-stringa già in esercizio nel sottocampo 2, occorrerà sostituire l'inverter centralizzato con cinque inverter multi-stringa, ciascuno collegato a una potenza fotovoltaica di 96,6 kWp.

In tal modo si avranno nove stringhe eccedenti, corrispondenti a 41,4 kWp, che rimarranno scollegate e non contribuiranno alla produzione.

- nel caso B, escludendo i moduli già collegati ai due inverter multi-stringa presenti nel sottocampo 2, la potenza di picco residua da collegare risulta pari a:
 - 524,4 kWp per il sottocampo 1;
 - 156,4 kWp per il sottocampo 2.

Pertanto, occorrerà installare cinque inverter multi-stringa nel sottocampo 1 e uno nel sottocampo 2. Questa scelta determina il mancato collegamento di una potenza di picco pari a :

- 41,4 kWp nel sottocampo 1;
- 59,8 kWp nel sottocampo 2.

Quanto al costo d'investimento I₀, sarà :

- pari a 29500 € nel caso A;
- pari a 34500 € nel caso B.

 4 In precedenza si è menzionato il rapporto R tra la potenza del generatore fotovoltaico e quella nominale dell'inverter cui viene collegato.

Per quanto riguarda i costi operativi, è possibile distinguere le seguenti voci:

- costi di manutenzione;
- costi amministrativi;
- costi di assicurazione;
- oneri finanziari;
- imposte.

Poiché la frazione più consistente è rappresentata dai costi di manutenzione, nel seguito ci si limiterà a considerare esclusivamente questa voce di costo.

I costi di manutenzione servono a garantire il corretto funzionamento dell'impianto: si tratta di somme modeste, considerato che l'assenza di parti meccaniche in movimento riduce gli interventi di manutenzione ad attività di controllo, pulizia periodica dei moduli, riparazione/sostituzione di componenti elettrici guasti.

Nel caso in oggetto, per semplicità i costi di manutenzione possono essere stimati al 7% dei guadagni annui.

Con riferimento ai ricavi connessi all'esercizio di un impianto fotovoltaico, possiamo distinguere:

- la tariffa incentivante, che per l'impianto in oggetto corrisponde a 0,32 €/kWh;
- i ricavi di vendita dell'energia, pari a 0,05 €/kWh.

Si ricorda che, essendo l'impianto entrato in esercizio nel 2011, si avrà diritto alla tariffa incentivante per ulteriori 11 anni a decorrere da oggi.

Per quantificare il beneficio economico che produrrebbe il passaggio alla configurazione con inverter multi-stringa, occorre analizzare entrambe le alternative possibili, vale a dire:

- 1) mantenimento della configurazione ibrida attuale;
- 2) passaggio alla configurazione con inverter multi-stringa (caso A o caso B).

4.3.1 Mantenimento della configurazione ibrida attuale

Nella configurazione corrente, in base allo storico di produzione dell'impianto, l'energia annua generata dal sottocampo 1 è in media pari a 642,6 MWh/anno.

Quanto al sottocampo 2, i dati di produzione annua non sono disponibili per ovvie ragioni, visto che i due inverter multi-stringa sono stati installati nell'agosto 2019, pertanto sono in esercizio da meno di un anno.

Tuttavia, la produzione attesa può essere stimata sfruttando i risultati dell'analisi tecnica condotta nel capitolo precedente: si è visto che, rispetto all'inverter centralizzato, l'uso di inverter multi-stringa determina un incremento della produzione energetica normalizzata⁵ stimabile con buona approssimazione al 6,5%.

Avvalendosi di questa informazione si può valutare la produzione annua del sottocampo 2, pari a circa 252 MWh/anno.

In conclusione, nella configurazione attuale l'impianto fotovoltaico "Rios" produce complessivamente 894,6 MWh/anno.

Affinché l'analisi sia più realistica, si può assumere che la produzione energetica diminuisca anno dopo anno dello 0,5%, per effetto del deterioramento dei componenti d'impianto.

Chiaramente, alla produzione di energia è associato un introito monetario, determinato dalla tariffa incentivante e dal corrispettivo di vendita dell'energia.

Quanto ai costi di manutenzione, come già accennato, sono stimati pari al 7% del guadagno.

I guadagni netti, percepiti anno per anno, dovranno essere attualizzati per ottenere i flussi di cassa.

Anno	Energia prodotta (kWh)	Guadagno (euro)	Costi (euro)	Guadagno netto (euro)	Flussi di cassa (euro)	Cumulata (euro)
0	-	0	0	0	0	0
1	894589	330998	23170	307828	290404	290404
2	890116	329343	23054	306289	272596	563000
3	885666	327696	22939	304758	255880	818881
4	881238	326058	22824	303234	240190	1059070
5	876831	324428	22710	301718	225461	1284531
6	872447	322805	22596	300209	211636	1496167
7	868085	321191	22483	298708	198658	1694825
8	863745	319585	22371	297215	186476	1881301
9	859426	317988	22259	295728	175041	2056342
10	855129	316398	22148	294250	164308	2220649
11	850853	314816	22037	292779	154232	2374882

I risultati dell'analisi sono riassunti nella tabella seguente:

Tabella 4.2 – Cash flow in caso di mantenimento della configurazione corrente

⁵ Nel cap.3 si è già fatto riferimento alla produzione energetica normalizzata, intesa come rapporto tra l'energia elettrica generata e la potenza di picco fotovoltaica, in kWh/kWp.

4.3.2 Passaggio alla configurazione con inverter multi-stringa

Nel caso in cui si scelga di passare alla configurazione con soli inverter multi-stringa, è previsto un costo d'investimento per l'acquisto e l'installazione dei nuovi inverter.

Questa scelta impiantistica garantisce una produzione annua di energia stimata pari a:

- 881,1 MWh/anno, nel caso A;
- 1008 MWh/anno, nel caso B.

Nel caso A, l'intervento di sostituzione dell'inverter centralizzato con inverter multi-stringa determina una diminuzione della produzione energetica annua dell'impianto rispetto al valore corrente, per ovvie ragioni: si è espressa la volontà di collegare i nuovi inverter multi-stringa al sottocampo 1 mantenendo lo stesso rapporto R utilizzato per quelli già installati nel sottocampo 2, vale a dire collegando ciascuno di essi a 96,6 kWp di potenza fotovoltaica. Questa scelta implica la presenza di 41,4 kWp di moduli fotovoltaici non collegati, come già osservato in precedenza: ciò determina una perdita di produzione, che prevale sui guadagni derivanti dalla sostituzione dell'inverter centralizzato con inverter multi-stringa.

L'intervento previsto nel caso A, pertanto, non merita di essere preso in considerazione.

Al contrario, vale la pena procedere con l'analisi economica del caso B, i cui risultati sono riassunti nella tabella che segue:

Anno	Energia prodotta (kWh)	Guadagno (euro)	Costi (euro)	Guadagno netto (euro)	Flussi di cassa (euro)	Cumulata (euro)
0	0	0	37476	-37476	-37476	-37476
1	1008134	373010	18650	354359	334301	296825
2	1003094	371145	18557	352587	313802	610627
3	998078	369289	18464	350824	294559	905186
4	993088	367442	18372	349070	276496	1181682
5	988122	365605	18280	347325	259541	1441224
6	983182	363777	18189	345588	243626	1684850
7	978266	361958	18098	343860	228687	1913537
8	973374	360149	18007	342141	214664	2128200
9	968508	358348	17917	340430	201500	2329701
10	963665	356556	17828	338728	189144	2518845
11	958847	354773	17739	337035	177546	2696390

Tabella 4.3 – Cash flow in caso di intervento (caso B)

Nella valutazione si è ipotizzato di effettuare l'intervento nel mese di dicembre, per minimizzare le perdite di produzione dovute al fermo impianto. Si consideri infatti che a dicembre nel sito d'installazione l'irraggiamento solare, è, in media, pari a 2,8 kWh/m2/giorno: assumendo che l'impianto rimanga fermo per una settimana, è possibile stimare le perdite di produzione in circa 8 MWh o, in altre parole, in circa 3000 euro di mancati guadagni.

Anche in questo caso si è assunto che la produzione diminuisca anno dopo anno dello 0,5%, per rendere la valutazione più realistica.

Quanto ai costi operativi, avendo a che fare con inverter nuovi e di piccola taglia, la manutenzione sarà più semplice e meno dispendiosa rispetto a oggi: è plausibile dunque considerare i costi operativi pari al 5% dei guadagni.



È possibile confrontare le cumulate associate alle due opzioni considerate:

Figura 4.1 – Confronto tra i cash flow "senza" e "con l'intervento di sostituzione inverter"

La figura precedente evidenzia come il passaggio alla configurazione con inverter multi-stringa sia economicamente conveniente, assicurando sin da subito guadagni maggiori di quelli ricavabili dalla configurazione corrente, per le seguenti ragioni:

- la sostituzione dell'inverter centralizzato con inverter multi-stringa, a parità di potenza di picco, permette di accrescere la produzione energetica;
- l'intervento considerato comporta un aumento della potenza di picco disponibile: pur avendo scollegato 9 stringhe nel sottocampo 1, l'installazione di un nuovo inverter multistringa nel sottocampo 2 consente di recuperare 21 stringhe attualmente disconnesse.

4.4 Confronto CAPEX e OPEX di inverter centralizzati e multi-stringa

Fino a qualche anno fa gli inverter multi-stringa avevano un costo normalizzato in €/kW decisamente maggiore rispetto agli inverter centralizzati.

Tuttavia, nel corso del tempo la differenza di prezzo si è ridotta, facendo sorgere dei dibattiti rispetto alla soluzione più conveniente tra le due.

Una ricerca in merito è stata condotta da Schneider Electric nel 2016, con riferimento a impianti fotovoltaici di almeno 5 MWp localizzati in Nord America.

Dalla ricerca sono emerse interessanti considerazioni riguardo ai costi d'investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) delle due tipologie di inverter.

Nello specifico, con riferimento a un impianto da 20 MWp, sono state confrontate due scelte progettuali: l'impiego di inverter centralizzati da 2 MW oppure di inverter multi-stringa da 60 kW.

Per quanto riguarda i CAPEX, il confronto è stato condotto considerando separatamente :

ITEM	CENTRAL STRING		RING	COMMENT	
	hrs/unit	hrs/20MW	hrs/unit	hrs/20MW	COMIMENT
Mechanical installation	14	140	2	667	Skid vs loose string inverter
Electrical installation	35	350	4	1,320	Skid vs string with 7.5min/connection with MC4/H4
Commissioning	4	40	0.25	83	
Inverter Foundation	20	200	1.5	500	Gravel bed for centrals Post and strut for string
DC BOS	112	1,120	0	0	8hrs per combiner box
AC BOS	0	0	1.8	600	Calculated per 2 MW for string and divided by 33 units: 3 hrs per 400A MLO panel 16hrs per large 4000A MCB panel 20 hrs per MVT
TOTALS	185	1,850	9.8	3,170	

- il tempo d'installazione, da cui dipende il costo della manodopera:

Tabella 4.4 – Tempi d'installazione per le due tipologie d'inverter – Fonte Schneider Electric

- il costo dei materiali:

ITEM	CENTRAL	STRING	COMMENT
Differential Cost per Inverter (¢/WAC)	7.6	8.1	Both configured with DC disconnect and DC fuse protection. Centrals include AC protection, strings do not. Strings include AFCI.
Incremental Cost to Skid (¢/WAC)	2.5	N/A	Centrals include integration labor for power block, auxiliary power, foundation slab and MV Transformer.
DC BOS per Inverter (¢/WAC)	0.8	N/A	Based on 400A combiner boxes, 14 per 2MW. Both systems designed for 1% DC cabling losses.
DC collection per Inverter (¢/WAC)	2.0	0.4	Based on comparable 1.4 DC Ratios.
AC BOS per Inverter (¢/WAC)	N/A	3.0	String inverter includes MV Transformer, AC MLO combiner panel and MCB recombiner panel. Central included in skid price.
AC collection per Inverter (¢/WAC)	0.2	3.5	Based on 1% voltage drop max for string, Based on NEC min ampacity table for centrals.
Totals (⊄/WAC)	13.1	15.0	A utility system using string inverters requires an incremental CAPEX investment of 2.4¢/W.

Tabella 4.5 – Costo dei materiali per le due tipologie d'inverter – Fonte Schneider Electric

Dal confronto è emerso che il costo d'investimento è di circa 22 \$/kW maggiore per la configurazione con inverter multi-stringa.

Di conseguenza, in termini di CAPEX, gli inverter centralizzati sono più convenienti, per lo meno nel caso di impianti utility-scale, cioè di grande taglia.

Inoltre, anche i costi operativi (OPEX) sono risultati minori di circa 30 \$/kW per la configurazione con inverter centralizzati, per l'intera vita utile dell'impianto.

In conclusione, tale indagine ha evidenziato come la configurazione con inverter centralizzati sia più conveniente, sia in termini di CAPEX che di OPEX. [10]

Tuttavia, oltre ai costi d'investimento e manutenzione, per poter stabilire quale tra le due configurazioni sia più conveniente occorre considerare anche le eventuali perdite energetiche connesse al guasto dell'uno o dell'altro dispositivo.

L'avaria di un inverter multi-stringa implica una perdita di produzione modesta, in quanto la sezione d'impianto corrispondente di solito non è particolarmente estesa. In aggiunta, la sua riparazione è semplice e veloce.

Al contrario, gli inverter centralizzati servono vaste sezioni d'impianto, pertanto in caso di guasto comportano una pesante riduzione della produzione.

A riguardo, in uno studio⁶ del 2019 sono state stimate le perdite energetiche annue dovute al guasto degli inverter, per due diverse tipologie d'impianto in condizioni di irraggiamento simili.

Per impianti fotovoltaici da 1 MWp con configurazione di tipo centralizzato, si è stimata una perdita pari all'1,94% della produzione totale.

Per un impianto da 1,8 MWp dotato di inverter multi-stringa, invece, le perdite sono risultate pari allo 0,10% della produzione totale.

Di conseguenza, le perdite di produzione riconducibili al guasto di un inverter multi-stringa sono di fatto più modeste. [11]

⁶ Santo, S.- Modelli teorici di affidabilità e disponibilità, valutazioni sperimentali e confronto energeticoeconomico di diverse tipologie di impianti fotovoltaici (2019)
Conclusioni

La trattazione precedente ha riguardato un impianto fotovoltaico a terra destinato alla produzione di energia elettrica e, pertanto, connesso in rete, nel quale attualmente coesistono due differenti configurazioni di inverter, centralizzato e multi-stringa.

Le due configurazioni impiantistiche sono state confrontate in termini di prestazioni energetiche, allo scopo di stabilire quale tra le due fosse più conveniente ai fini della produzione energetica e quindi dei ricavi economici.

Dall'analisi è emerso come, per l'impianto in oggetto, la configurazione con inverter multi-stringa sia da preferire a quella con inverter centralizzati, poiché determina un incremento della produzione energetica attesa.

Tale incremento è da ricondurre all'adozione di un rapporto tra la potenza fotovoltaica e quella nominale dell'inverter maggiore per la configurazione multi-stringa: tale scelta progettuale concorre ad accrescere la produzione nelle prime e ultime ore della giornata.

Un'altra ragione che giustifica una maggiore produzione energetica nella configurazione con inverter multi-stringa è l'avviamento anticipato di quest'ultimo rispetto all'inverter centralizzato: nelle prime ore della giornata l'irraggiamento solare è modesto ma sufficiente a permettere l'avviamento di un inverter di piccola taglia, come il multi-stringa. L'inverter centralizzato, invece, avendo una soglia di potenza di avviamento superiore, tenderà ad azionarsi più tardi.

Da ultimo, si è valutata la convenienza economica di un intervento che prevede l'installazione di nuovi inverter multi-stringa, in sostituzione dell'inverter centralizzato in servizio nel sottocampo 1 nonché per la connessione di alcune stringhe attualmente disconnesse nel sottocampo 2.

L'analisi economica ha stabilito la convenienza di un simile intervento, che assicura da subito guadagni maggiori di quelli ricavabili dalla configurazione corrente.

Bibliografia e sitografia

[1] https://it.wikipedia.org/wiki/Popolazione mondiale, consultato in data 18/02/2020

[2] IEA - World Energy Outlook 2019

[3] MISE - Strategia Energetica Nazionale SEN 2017

[4] GSE - Rapporto Statistico FER 2018

[5] Spertino, Filippo – Appunti e slides del corso di "Power Generation from Renewable Energy Sources" (A.A. 2018/2019) – Politecnico di Torino

[6] ABB - Quaderni di applicazione tecnica n.10 – Impianti fotovoltaici (2010)

[7] Carmassi, Guido – Fotovoltaico Progettazione e Valutazione Economica in Conto Energia, Grafill (2012)

[8] Guida Blu – 15 Fotovoltaico, edizioni TNE (2017)

[9] MISE – D.M. 19/02/2007

[10] Schneider Electric – A Quantitative Comparison of Central Inverters and String Inverters in Utility-Scale Solar Systems in North America (2016)

[11] Santo, Simone – Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare: "Modelli teorici di affidabilità e disponibilità, valutazioni sperimentali e confronto energetico-economico di diverse tipologie di impianti fotovoltaici" (2019)

[12] Cannatà, Carlotta – Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare: "Analisi di sensibilità tecnico-economica per impianti fotovoltaici di grande taglia installati a terra" (2019)

[13] <u>https://it.wikipedia.org/wiki/Conto_energia</u>, consultato in data 11/02/2020

[14] <u>http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html</u>, consultato in data 11/02/2020

[15] F. Spertino, F. Corona, P. Di Leo – Limits of Advisability for Master–Slave Configuration of DC–AC Converters in Photovoltaic Systems, pubblicato su IEEE Journal of Photovoltaics (2012)

Ringraziamenti

Con questo lavoro si conclude la mia esperienza universitaria al Politecnico di Torino: ho scelto di completare i miei studi in questo Ateneo perché vi riponevo grandi aspettative e sono felice che siano state attese.

Ringrazio i docenti mirabili per serietà e preparazione che ho incontrato durante il percorso, per aver contribuito alla mia formazione accademica e umana, poiché ogni esame ha significato mettersi alla prova e guadagnare consapevolezza delle proprie capacità.

Ringrazio il mio relatore, Prof. Ing. Filippo Spertino, per la disponibilità e il supporto mostrati durante la redazione della tesi, nonché per le sue lezioni, che hanno contribuito ad accrescere il mio interesse per il tema delle fonti energetiche rinnovabili.

Ringrazio l'ingegnere Giorgio Libertini di Rios Rinnovabili S.r.l, per avermi fornito il materiale necessario a redigere questa tesi e per la sua disponibilità a chiarire ogni mio dubbio in merito.

Grazie ai miei genitori e a mio fratello per aver sempre creduto in me, supportando ogni mia scelta, e per aver condiviso con me sia i successi che i momenti di difficoltà.

Mamma e papà, non potrò mai ringraziarvi abbastanza! Per i sacrifici di questi anni, per l'amore che mi dimostrate ogni giorno, per la pazienza e per la stima che avete di me: questo traguardo è merito mio quanto vostro.

Nicola, grazie perché sei sempre stato un punto di riferimento: da fratello maggiore, mi hai aiutato ad affrontare di petto tante situazioni che tu avevi già vissuto e fronteggiato, sia all'università che nella vita quotidiana. Ti ringrazio perché riesci sempre a motivarmi e a farmi vedere le cose dalla giusta prospettiva.

Ringrazio i miei nonni, per avermi insegnato l'importanza dei sacrifici, dell'onestà e dell'operosità, indispensabili per il raggiungimento di questo obiettivo.

Grazie ai miei colleghi di corso, per essere sempre stati disponibili nel momento del bisogno e per aver arricchito le mie conoscenze nelle occasioni di confronto.

Ringrazio le mie coinquiline, per l'ansia condivisa e per i momenti felici trascorsi insieme.