

Ottimizzazione Tecnico-Economica e Progettazione di un Impianto Fotovoltaico su Larga Scala

Candidato: Samuele SABATINI

Relatore: Prof. Filippo SPERTINO

Correlatore: Prof. Francisco DIAZ-GONZALEZ

Abstract—L'obiettivo di questa tesi è la progettazione e ottimizzazione di un'unità di generazione fotovoltaica (UGF) da 2.475 MVA, concepita per essere scalabile e adattabile alle esigenze della rete elettrica italiana.

Lo studio prende avvio con un'analisi dello stato dell'arte delle tecnologie disponibili per moduli fotovoltaici e inverter, al fine di identificare le soluzioni più efficienti per la realizzazione dell'impianto. Successivamente, vengono affrontate le principali sfide pratiche nella realizzazione di un impianto fotovoltaico su larga scala, con particolare attenzione agli aspetti legati all'integrazione nella rete elettrica, alla scelta dei dispositivi di protezione e delle restanti componenti del sistema.

Infine, viene sviluppata una stima della producibilità energetica, che considera anche le condizioni di sovra-produzione e le relative implicazioni sul curtailment dell'energia. Il LCOE (Levelized Cost of Energy) dell'impianto varia da un minimo di 33,17 €/MWh a un massimo di 41,68 €/MWh. La stima dei costi dell'impianto si aggira intorno ai 9 milioni di €, il profitto netto è stimato attorno ai 34.29 milioni di €.

I. INTRODUZIONE

Per raggiungere gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), l'Italia dovrà più che raddoppiare la capacità di generazione fotovoltaica installata, passando da 24.2 GW (2022) a 52 GW (2030). Per realizzare il piano in modo efficiente, è essenziale minimizzare i costi di realizzazione, i costi di sistema e l'impatto ambientale degli impianti fotovoltaici.

Una delle possibili alternative consiste nello sviluppo di impianti fotovoltaici di taglia medio-grande (da qualche MW a centinaia di MW), che consentano di sfruttare appieno le economie di scala. L'UGF proposta tenta di rispondere a tutte queste esigenze.

II. SCELTA DEL SITO, DEI COMPONENTI FOTOVOLTAICI E DELLA TOPOLOGIA

Il sito scelto, ubicato in Molise presso Guglionesi (coordinate: 41.895 °N, 14.933 °E), è stato selezionato per le sue condizioni ambientali ottimali, tra cui spiccano l'irradianza annuale sul piano dei moduli di 1874 kWh/m² e la velocità media del vento di 3.1 m/s (a 10 metri dal suolo), nonché per vantaggi di natura normativa, logistica ed economica.

L'impianto prevede l'installazione di 4 UGF per una potenza complessiva di 9.9 MVA.

Il sistema fotovoltaico proposto utilizza moduli LONGi "LR7-72HGD 620M", moduli half-cut in silicio monocristallino parzialmente bi-facciali (80%), con un'efficienza

massima del 23% e una potenza P_{MPP} di 620 W. L'inverter selezionato è il "Sunny Central" prodotto dalla SMA, un inverter centralizzato grid-following da 2475 kVA, progettato per grandi impianti fotovoltaici e caratterizzato da un'efficienza europea del 98,4%. Il sistema è completato da un trasformatore BT/MT "Trihal" in resina colata da 2500 kVA, con un'efficienza superiore al 99%.

Per minimizzare le perdite resistive, è stata adottata una configurazione compatta, come illustrato in Fig. 1.

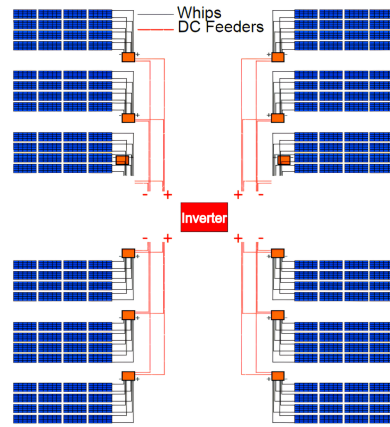


Figura 1: Topologia dell'impianto.

L'array fotovoltaico è costituito da 260 stringhe, ciascuna composta da 19 moduli collegati in serie. Le stringhe sono raggruppate in parallelo in 13 combiner boxes, con 20 stringhe per combiner box. L'inverter, dotato di 2 MPPT, collega 7 combiner box al primo ingresso e 6 combiner box al secondo. A valle dell'ultimo modulo di ogni stringa è posizionato il diodo di blocco "OCD1D1-20A", inoltre, come prescritto dalla normativa CEI 82-25, per evitare il ricircolo di corrente in caso di guasto del diodo, nella DC combiner box è installato un fusibile bipolare "CH/SP 10x85 gPV" per ogni stringa. Un interruttore di manovra-sezionatore integrato nella combiner box permette di sezionare le stringhe a valle di quest'ultimo.

Posizionato nel quadro a monte dell'inverter, per ogni coppia di cavi uscenti dalla combiner box, c'è un interruttore automatico DC bipolare "OTDC400FV1122" della ABB. Inoltre l'inverter possiede un interruttore di manovra-sezionatore integrato che permette di disconnetterlo dalle combiner boxes.

A valle del trasformatore BT/MT è stato inserito un interruttore MT, dimensionato per una potenza di

cortocircuito stimata di 500 MVA (tipica per una linea a 20 kV), per garantire la protezione del trasformatore.

La protezione contro le sovratensioni è assicurata da SPDs (Surge Protection Devices) di tipo 1+2 di classe II installati in ogni combiner box, mentre l'inverter è dotato di un SPD di tipo 1+2 di classe III necessario alla protezione del lato AC. La connessione alla rete elettrica è realizzata secondo la configurazione "Antenna su CP", in conformità alla regola tecnica CEI 0-16.

III. STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPANTO

Per la realizzazione dell'impianto è stato adottato un approccio che sta diventando uno standard de facto negli impianti fotovoltaici utility-scale: la potenza installata dell'array fotovoltaico è di 3061 kWp in condizioni STC, ed è superiore alla massima potenza DC in ingresso all'inverter. Questo sovradimensionamento dell'array consente di ottimizzare la produzione energetica, massimizzando l'utilizzo dell'inverter anche in condizioni di irradianza sub-ottimale e/o di degradazione dei moduli nel tempo. I software di simulazione, come PVGIS, non tengono conto di questa pratica e, in generale, offrono una limitata flessibilità nella modifica dei parametri che influenzano la resa dell'impianto. Ciò rende difficile adattare con precisione i risultati della simulazione alle specifiche caratteristiche tecniche dell'impianto progettato.

La stima proposta è una stima media oraria e si basa sul dataset di irradianza solare, temperatura ambiente e velocità del vento fornito da PVGIS, che copre tutte le 166536 ore del periodo compreso tra il 1° gennaio 2005 e il 31 dicembre 2023.

Per calcolare la temperatura di cella (T_c), è stata utilizzata l'equazione (1), proposta da Skopaki et al. nell'articolo¹. Eq.(1) tiene conto dell'effetto rinfrescante del vento che influenza significativamente la temperatura di esercizio dei moduli fotovoltaici.

La potenza prodotta dall'array fotovoltaico è stata invece stimata utilizzando Eq.(2).

$$T_{cell} = T_a + \frac{G(i)}{G_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{h_{w,NOCT}}{h_w(v)} \cdot \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau a} (1 - \gamma_{PM} T_{STC}) \right] \quad (1)$$

$$P_{DC}(G, T_c) = P_{DC,array} \cdot \frac{G(i)}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma_{PM} \cdot (T_{cell} - T_{STC})] \quad (2)$$

I coefficienti di perdita sono stati divisi in due categorie: quelli considerati sempre agenti, moltiplicati alla produzione energetica di ogni ora (mismatch moduli: 97%; sporcizia vetro: 97.6%; riflessione vetro: 97.1%; perdite cavi: 97.68%), e quelli considerati discontinui, applicati successivamente per calcolare l'effettiva produzione di energia dell'impianto

¹A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting" (Solar Energy Materials and Solar Cells, 92(11):1393–1402, 2008)

senza sotto-stimare il taglio forzato dell'energia (ombreggiatura parziale: 98%; inefficienza inverter e MPPT: 97,82%). Includendo le perdite da sovra-temperatura (93,75%), si ottiene un Performance Ratio dell'80,7%, un valore eccellente per un impianto fotovoltaico.

Confrontando Fig.2 e Fig.3 è possibile osservare i differenti intervalli di lavoro dell'inverter per una potenza installata di 3061 kWp e 2510 kWp. È interessante notare che le ore di funzionamento a potenza inferiore al 20%, in cui l'efficienza dell'inverter crolla, diminuiscono del 3.9% mentre le ore di funzionamento a potenza superiore al 75% aumentano del 14%. In termini economici la configurazione con meno potenza installata risulta svantaggiosa, con un profitto netto stimato di circa 27 milioni di €².

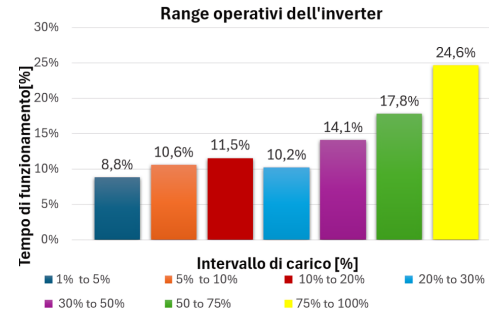


Figura 2: Potenza installata 3061 kWp in STC.

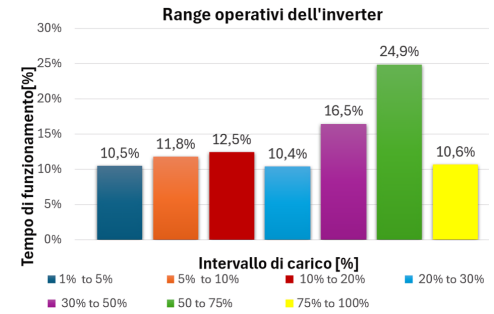


Figura 3: Potenza installata 2510 kWp in STC.

IV. CONCLUSIONI

Il risultato finale della producibilità nei 19 anni analizzati, mediato su base mensile, mostra un RMSE (Root Mean Squared Error) del 2.9% rispetto alla stima fornita da PVGIS, con una sovra-stima massima del +5.4% nel mese di luglio e una sotto-stima massima del -2.15% nel mese di dicembre.

L'UGF produce in media 4536 MWh/anno e sovra-produce solamente 14.3 MWh/anno (nelle ore in cui l'elettricità vale meno). L'intero impianto nell'arco di 25 anni ha una produzione stimata di 448.97 GWh.

Le emissioni stimate sono circa 14.8 $gCO_{2,eq}/kWh$.

In conclusione l'UGF progettata raggiunge tutti gli obiettivi iniziali: produce energia elettrica a basse emissioni di $CO_{2,eq}$, a basso costo, è facilmente scalabile, e con piccoli cambiamenti di design, è adattabile a diversi contesti.

²L'analisi economica è stata condotta considerando il prezzo orario dell'energia elettrica per il 2024, fornito dal sito del GSE