

Relatori:  
 Prof. Filippo Spertino  
 Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:  
 Vito Bongermano

## Pianificazione della generazione da fotovoltaico ed eolico con accumulo elettrochimico: i casi studio della Turchia, Uzbekistan e Kazakhstan

### I. INTRODUZIONE

In questo lavoro di tesi è stata effettuata la pianificazione a lungo termine della generazione da risorse rinnovabili abbinata all'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico. L'obiettivo è quello di definire il portfolio di generazione ottimale in tre differenti Stati che consente di raggiungere il più elevato livello di soddisfacimento del consumo tramite la produzione da risorse rinnovabili e l'utilizzo di sistemi di accumulo. In particolare, sono state svolte due analisi riguardo il dimensionamento degli impianti di produzione: la ricerca del massimo livello di autosufficienza ottenibile e del massimo ritorno economico dell'investimento. L'autosufficienza, esprime la quota del consumo annuale soddisfatta tramite la produzione in loco da rinnovabili. Entrambi i casi studio considerano aggregati di numerose utenze appartenenti a diverse categorie. Le due analisi sono state effettuate utilizzando un codice MATLAB opportunamente realizzato per valutare la pianificazione per un numero elevato di siti di installazione. Il portfolio di generazione per ogni sito è stato ottenuto mediante un processo di ottimizzazione, nel quale sono stati considerati i vincoli sia di natura tecnica che economica.

### II. ARCHITETTURA IMPIANTO EOLICO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO

Uno schema del sistema simulato è presentato nella Figura 1. I principali componenti sono: generatori FV, turbine eoliche, batterie elettrochimiche, convertitori elettronici e carichi. Il cuore del sistema è il bus CC, che collega tutte le rinnovabili alla tensione imposta dalle batterie. Al contrario, tutti i carichi sono tutti in CA e possono essere alimentati dalla rete, quando non c'è produzione e lo stoccaggio è vuoto.

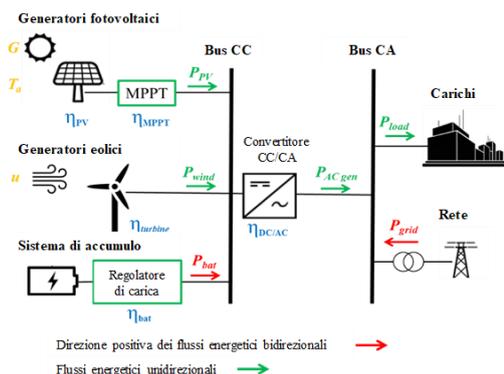


Figura 1: Schema a blocchi di un sistema ibrido connesso alla rete composto da generatori fotovoltaici ed eolici con accumulo

Un inverter unidirezionale fornisce l'alimentazione in CA ai carichi utente: la sua potenza nominale corrisponde alla somma delle potenze nominali dei generatori fotovoltaici ed eolici. L'accumulo non è considerato per il dimensionamento del convertitore, perché deve funzionare quando le rinnovabili non sono disponibili: in questo modo la scarica è limitata non solo dalla batteria, ma anche dalla taglia dell'inverter. Le batterie vengono caricate solo dal generatore FV e dalle turbine eoliche quando il consumo è basso. Si evitano scariche profonde scollegando l'accumulo, quando lo stato di carica raggiunge il limite inferiore ( pari al 20% della sua capacità) e i carichi sono alimentati dalla rete. Un convertitore CC/CC consente di trovare il punto di massima potenza (MPP) per il sistema fotovoltaico in ogni condizione meteorologica e un convertitore CC/CC collega in modo appropriato le turbine eoliche al bus CC.

### III. DESCRIZIONE CODICE MATLAB

La struttura principale del codice è organizzata per step al fine di renderla più modulare possibile e facilmente analizzabile da soggetti terzi. Una schematizzazione è visualizzabile nella Figura 2.

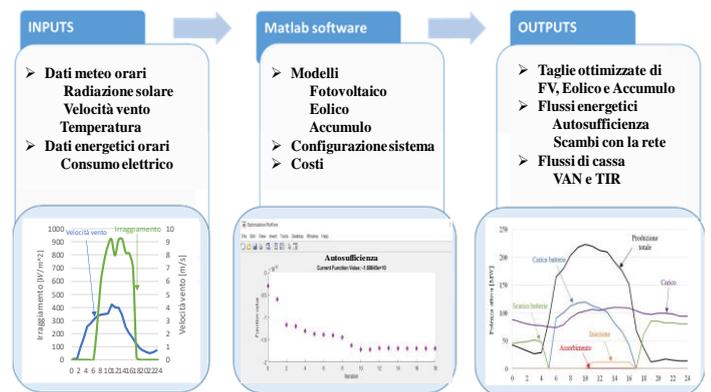


Figura 2: Inputs ed outputs della procedura di dimensionamento

Ogni step assolve a una funzione specifica: in primo luogo è stata realizzata una sezione che comprende i vari flag di stato che caratterizzano la tipologia di ottimizzazione desiderata e le modalità di esecuzione del programma. Di seguito avviene l'importazione dei parametri economici, energetici e le informazioni relative ai siti di installazione (coordinate geografiche, rugosità del sito, popolazione) per ogni caso studio. I dati relativi ai consumi dei diversi siti di installazione vengono acquisiti mediante tre possibili modalità di importazione, spiegate all'interno della tesi. È stata considerata l'evoluzione del consumo elettrico negli anni mediante un

fattore di incremento non costante del carico, scelta fatta in accordo alle previsioni fornite dall'IEA. Ottenute le coordinate geografiche di ogni sito è stato effettuato il download dei dati meteo (irradianza, velocità del vento, temperatura) dal sito PVGIS in modo non interattivo utilizzando la modalità API Web. Sulla base di queste informazioni è stata stimata la producibilità annuale del sistema fotovoltaico ed eolico, per ogni sito di installazione. Il processo di ottimizzazione rappresenta il core operativo del programma. In questo lavoro di tesi sono state minimizzate due differenti funzioni obiettivo: il livello di autosufficienza e del ritorno economico. La tipologia di ottimizzazione è non lineare, ad ogni iterazione fornisce un vettore di valori contenente le dimensioni degli impianti di generazione rinnovabili e del sistema di accumulo. I gradi di libertà degli elementi del vettore sono limitati da una funzione non lineare rappresentante il vincolo economico ( $TIR \geq 6\%$ ). L'algoritmo di ottimizzazione implementato è il Sequential Quadratic Programming. Concluso il processo di ottimizzazione, il vettore contenente il portfolio di generazione e di accumulo, che minimizza la funzione obiettivo viene memorizzato. Quest'ultimo rappresenta un input dello step successivo, in cui avviene il calcolo di tutti i parametri energetici ed economici di interesse per ogni sito di installazione.

#### IV. RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

Il primo obiettivo che si è voluto raggiungere è quello di massimizzare il livello di autosufficienza dell'Uzbekistan. La massima autosufficienza ottenuta corrispondente al 86% del carico, mentre nel caso peggiore al 53%. Dei livelli così elevati di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando impianti solari ed eolici con ingenti capacità di accumulo, in modo da sfruttare al meglio il surplus di generazione. La Figura 3 mostra i profili energetici al bus CA di una giornata tipica di Luglio caratterizzata da un'elevata produzione da fotovoltaico e da eolico. Questi risultati sono stati ottenuti massimizzando l'autosufficienza nel sito in cui è stato previsto un impianto fotovoltaico da circa 270 MW ed eolico da 110 MW, abbinato ad un sistema di accumulo con capacità pari a 720 MWh.

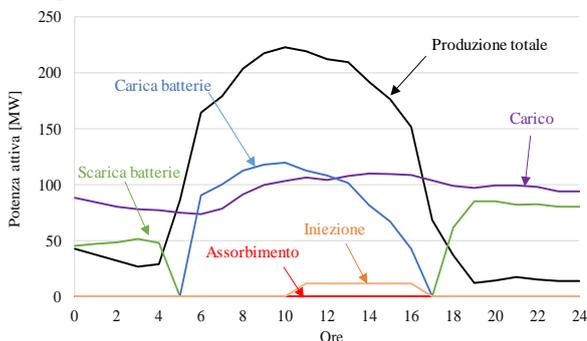


Figura 3: Massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico

A livello annuale, l'assorbimento è pari al 14% del consumo annuo, mentre l'iniezione in rete è pressoché nulla, diretta conseguenza dell'installazione di un sistema di accumulo di grandi dimensioni. L'andamento mensile dell'autosufficienza va dal 48% del carico a Gennaio fino al 95% a Luglio. Il secondo obiettivo da raggiungere è la massimizzazione del massimo ritorno economico. In questa analisi è stato escluso il sistema di accumulo, in quanto lo stoccaggio è costoso rispetto al costo di produzione da rinnovabili. La Figura 4 mostra i profili energetici al bus CA di una giornata tipica di

Luglio caratterizzata da un'elevata produzione da fotovoltaico e da eolico, ottenuti installando un impianto fotovoltaico da 100 MW ed eolico da 40 MW.

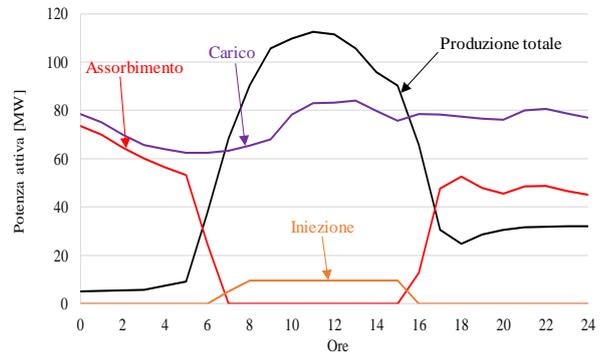


Figura 4: Massimizzazione del ritorno economico, profili energetici relativi ad una giornata con elevata produzione da fotovoltaico e da eolico

L'andamento mensile dell'autosufficienza presenta dei picchi nei mesi estivi, raggiungendo un soddisfacente valore ( $\approx 43\%$ ), tenendo conto che l'impianto di generazione è fortemente sottodimensionato rispetto al consumo annuo. Tuttavia i livelli di assorbimento sono nettamente superiori rispetto agli stessi nel caso della massimizzazione dell'autoconsumo. Le iniezioni in rete sono automaticamente limitate dalla dimensione dell'impianto di generazione, in quanto la maggior parte dell'energia prodotta viene consumata localmente, infatti il livello annuo di energia antoconsumata è del 91%.

#### V. CONCLUSIONI

Le simulazioni svolte nei tre casi studio forniscono indicazioni sul grado di redditività di generazione da rinnovabili. Esse dimostrano che l'installazione di energie rinnovabili può essere redditizia laddove il costo d'acquisto dell'energia elettrica al dettaglio è elevato o in forte aumento, come nel caso della Turchia o dell'Uzbekistan, dove varia dai 10 c€/kWh ai 13 c€/kWh. Ottimizzate le taglie dei generatori e di sistemi di accumulo per ogni località, sono stati valutati gli effetti energetici dell'aggregazione sia dei profili di generazione che di consumo. L'aggregazione non consente di ottenere risultati sensibilmente migliori rispetto ai singoli casi: i risultati economici ed energetici sono simili, passando dal 62% di autosufficienza al 64% nel caso di aggregazione per la Turchia, dal 65% al 66% nel caso dell'Uzbekistan e dal 49% al 51% nel Kazakhstan. Nonostante si siano raggiunti ottimi livelli di autosufficienza, la totale autonomia dalla rete non è attualmente ottenibile. Tuttavia in previsione futura, con la riduzione del costo dei sistemi di accumulo sarà possibile installare impianti di generazione di dimensioni maggiori raggiungendo livelli di autosufficienza ancora più elevati. In questo senso, l'attuazione del sistema di *demand response*, può contribuire a integrare una quota maggiore di rinnovabili in modo economicamente sostenibile e ad accelerare la decarbonizzazione del settore elettrico.