

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica
Dipartimento di Energia



Dimensionamento di una microgrid con generazione di input sintetici e validazione tramite analisi dinamica

Relatore: Prof. Marco Merlo

Correlatore: Ing. Matteo Moncecchi

Tesi di Laurea di:

Alessio Cariboni, matricola 872257

Anno Accademico 2017-2018

Ringraziamenti

Prima di tutto vorrei ringraziare il Professore Marco Merlo, relatore di questa tesi e fonte inesauribile di idee e consigli. Oltre ad avermi guidato nella stesura di questo lavoro, mi ha trasmesso la passione e l'entusiasmo necessari affinché la tesi prendesse forma giorno dopo giorno.

Desidero inoltre ringraziare l'Ing. Matteo Moncecchi per essere stato un saldo punto di riferimento durante questi mesi di lavoro e per avermi trasmesso serenità e fiducia anche nei momenti più difficili.

Non sempre qualcosa di nuovo (che sia un luogo, una persona o un *software*) è in grado di destare curiosità e attrazione; spesso si ha paura dell'ignoto proprio perché non lo si conosce e non si sa cosa aspettarsi. Ringrazio l'Ing. Valentin Ilea per avermi aiutato a comprendere, utilizzare e, *last but not least*, apprezzare DIGSILENT PowerFactory (il "Digsi"), strumento fondamentale per la realizzazione della tesi.

Ringrazio tutti i miei amici e compagni di università, in particolare Matteo, con cui ho condiviso gli ultimi quattro anni della mia esperienza al Politecnico in quel di Via Feltre, Giuseppe (Peppe), per essere stato come un fratello durante gli ultimi cinque anni, Dario, per essersi dimostrato un vero amico e, unitamente, Addy, Save, Cris e Teo per i momenti di spensieratezza passati assieme.

Un grazie "particolare" va a Chiara, per essere al centro della mia vita da ormai sette anni e per avermi costantemente supportato (e sopportato) durante il mio percorso universitario.

Infine, desidero ringraziare tutta la mia famiglia, senza di Voi nulla sarebbe stato possibile, grazie.

Alessio

Sommario

Ancora oggi, in molti contesti atipici e isolati, specialmente nelle aree rurali dei paesi in via di sviluppo, l'accesso all'energia sicuro ed affidabile rappresenta il principale fattore che influenza, e limita, lo sviluppo economico di tali regioni. La rete elettrica, quando presente, risulta spesso inaffidabile e non adeguata al soddisfacimento delle esigenze delle popolazioni locali. Problematiche simili si hanno anche nei paesi industrializzati, ad esempio sulle isole. Nella maggior parte dei casi suddette aree sono lontane dalla rete nazionale e i costi d'investimento per il collegamento sono troppo elevati, considerando la bassa richiesta di energia. Una soluzione ampiamente sperimentata e ormai consolidata per risolvere la problematica esposta consiste nell'installazione di microgrid ibride, che integrino le fonti rinnovabili disponibili in loco, riducendo i costi e la dipendenza dalle fonti tradizionali quali i combustibili fossili. La progettazione di una microgrid vede come fase principale la simulazione della stessa per un certo periodo di funzionamento (tipicamente un anno) e in una specifica configurazione (insieme dei vari componenti e delle relative taglie). I principali input necessari per le simulazioni delle microgrid sono i profili di potenza prodotta da fonti rinnovabili, in quanto dipendono da fattori meteorologici (principalmente radiazione solare e velocità del vento). Spesso questi dati di input sono sconosciuti per contesti isolati per i quali i profili storici non sono generalmente disponibili; inoltre gli strumenti per la misurazione non sono presenti a causa dell'elevato costo. Il primo obiettivo della presente tesi è quello di proporre una metodologia stocastica per generare in modo sintetico dati di irraggiamento solare e velocità del vento, partendo da un numero limitato di informazioni e ipotesi. È inoltre richiesto che tale procedura sia generalizzata, in modo da renderla applicabile a qualsiasi contesto. Tale metodologia ha l'obiettivo di fornire gli input necessari ai software di dimensionamento e pianificazione dei sistemi di energia off-grid. La seconda parte dell'elaborato si concentra sulle analisi dinamiche elettromeccaniche dei sistemi off-grid, con lo scopo di proporre un primo passo per lo sviluppo e l'implementazione di un nuovo approccio per la verifica del dimensionamento di questi sistemi. Le analisi dei transitori elettromeccanici consentono di ottenere informazioni che tipicamente non vengono considerate dalle classiche procedure per il dimensionamento. Grazie ai dati relativi al progetto Energy4Growing, il nuovo approccio proposto è stato applicato su un caso studio reale al fine di validare il dimensionamento di una nuova ipotetica microgrid ibrida per la scuola di Ngarenanyuki in Tanzania. La prima parte della tesi, implementata in MATLAB, consiste nella generazione di profili sintetici di produzione. Tali profili sono poi stati adottati da un tool esterno dedicato al dimensionamento della microgrid. Infine, la seconda parte della tesi, ovvero la verifica e la conseguente correzione del dimensionamento, utilizza un tool commerciale (DIgSILENT PowerFactory) per la simulazione dei transitori elettromeccanici.

Parole chiave: Elettrificazione rurale; Generazione sintetica; Modelli stocastici; Analisi dinamiche; DIgSILENT PowerFactory; Microgrid

Abstract

Even today, in many atypical and isolated contexts, especially in the rural areas of developing countries, access to safe and reliable energy is the key factor limiting the economic development of these regions. The electricity grid is often absent while when it is present it is unreliable and not appropriate to satisfy the needs of the local population. Similar problems are also found in industrialized countries, for example on the islands. Many times, these areas are far from the national grid and the investment costs for the connection are too high with respect to the low energy demand. A solution widely tested and consolidated to solve this problem consist of installing hybrid microgrids which integrate the renewable sources available on site, reducing costs and dependence on traditional sources such as fossil fuels. The main phase concerning the design of a microgrid is the simulation of the system for a certain time period (typically one year) in a specific configuration (different combination of components and relative sizes). The main inputs needed for the microgrids simulations are the profiles of power produced from renewable sources, as they depend on meteorological factors (solar radiation and wind speed mainly). These data are often unknown for isolated and remote contexts since historical profiles are not generally available. Moreover, the measuring instruments are not present due to the high cost. The first aim of this thesis is to propose a stochastic methodology to generate synthetic data of solar irradiation and wind speed, starting from a limited number of information and hypotheses. This general procedure (i.e. it can be applied in any context) aims to provide the necessary inputs for the sizing and planning software of off-grid energy systems. The second part of the work is focused on the electromechanical dynamic analysis of off-grid systems. Its aim is to propose a first step for the development and implementation of a new approach for the validation of the sizing of off-grid systems. The analysis of electromechanical transients allows to obtain information that are typically not considered by the classical design procedure. Thanks to the data related to the Energy4Growing project, the new proposed approach was applied on a real case study in order to validate the sizing of a new hybrid microgrid for a school in Ngarenanyuki, Tanzania. The first part of the thesis has been implemented in MATLAB and aims at generating synthetic production profiles. These profiles were then adopted by an external tool for sizing the microgrid. Finally, the second part of the thesis, i.e. the validation and the consequent correction of the sizing, has been performed using a commercial tool (DIgSILENT PowerFactory) for the simulation of electromechanical transients.

Key words: Rural electrification; Synthetic generation; Stochastic models; Dynamic analysis; DIgSILENT PowerFactory; Microgrid

Indice

Ringraziamenti	III
Sommario	V
Abstract.....	VII
Riassunto Esteso.....	i
1 Introduzione.....	1
1.1 Accesso all'energia: contesto internazionale e isole minori.....	1
1.2 Il ruolo dei sistemi off-grid.....	6
1.3 Descrizione dell'elaborato	12
2 Dimensionamento tecnico-economico dei sistemi off-grid.....	15
2.1 Stato dell'arte.....	15
2.2 Microgrid planning software.....	18
2.3 Motivazioni del lavoro di tesi	23
3 Modellazione delle risorse energetiche nei sistemi off-grid.....	25
3.1 Energia solare	26
3.1.1 Introduzione.....	26
3.1.2 Modelli per la sintesi di profili di generazione.....	29
3.2 Energia eolica	35
3.2.1 Introduzione.....	35
3.2.2 Modelli per la sintesi di profili di generazione.....	36
3.3 Sistemi di accumulo.....	39
3.3.1 Introduzione.....	39
3.3.2 Principali modelli per la caratterizzazione delle batterie.....	41
4 Metodologie proposte per la generazione di profili di produzione sintetici.....	47
4.1 Metodologia sviluppata nell'ambito del lavoro di tesi per la generazione di profili sintetici di radiazione solare	48
4.1.1 Risultati e validazione preliminare del modello	55
4.2 Metodologia sviluppata nell'ambito del lavoro di tesi per la generazione di profili sintetici di velocità del vento	59
4.2.1 Risultati e validazione preliminare del modello.....	65
5 Analisi dinamiche elettromeccaniche per sistemi off-grid.....	67
5.1 Obiettivo e motivazioni	67
5.2 Introduzione al software DIgSILENT PowerFactory.....	68

5.3	Modelli dinamici per simulazioni nel dominio del tempo.....	70
6	Caso studio: microgrid per la scuola di Ngarenanyuki (Tanzania).....	75
6.1	Profili sintetici e dimensionamento tecnico-economico della microgrid	77
6.2	Modellazione di una microgrid ibrida in DIgSILENT PowerFactory.....	83
6.2.1	Modello dinamico per la turbina idroelettrica.....	85
6.2.2	Modello dinamico per il sistema fotovoltaico.....	88
6.2.3	Modello dinamico per il generatore eolico	91
6.2.4	Modello dinamico della batteria.....	94
6.2.5	Modello dinamico del carico.....	96
7	Simulazioni elettromeccaniche nel dominio del tempo e risultati	99
7.1	Setup delle simulazioni e ipotesi	99
7.2	Risultati.....	105
8	Conclusioni e sviluppi futuri	125
8.1	Conclusioni.....	125
8.2	Sviluppi futuri.....	127
	Lista delle figure.....	129
	Lista delle tabelle	133
	Acronimi.....	135
	Bibliografia.....	137

Riassunto Esteso

I. INTRODUZIONE

Ancora oggi, in molti contesti atipici e isolati, l'accesso all'energia sicuro ed affidabile rappresenta la principale difficoltà che influenza, e limita, lo sviluppo economico di tali regioni [1]. Nel 2015 l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha creato e promosso i cosiddetti obiettivi di sviluppo sostenibile (OSS): un insieme di obiettivi pensati per il futuro dello sviluppo internazionale [3]. Il settimo obiettivo, il quale ha lo scopo di "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni" entro il 2030, appare oggi l'obiettivo di più difficile realizzazione. L'International Energy Agency (IEA) stima che la domanda mondiale di energia crescerà del 20% al 2020 e del 50% al 2035: con un tale aumento della domanda mondiale di materie prime ed energia, è evidente che un migliore sfruttamento delle risorse disponibili e delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) diventerà un tema centrale nell'immediato futuro. Una soluzione ampiamente sperimentata e ormai consolidata per risolvere la problematica esposta è l'installazione di microgrid ibride, che integrino lo sfruttamento di fonti rinnovabili disponibili in loco, riducendo i costi e la dipendenza dalle fonti tradizionali quali i combustibili fossili. La progettazione di una microgrid vede come fase principale la simulazione della stessa per un certo periodo di funzionamento (tipicamente un anno) e in una particolare configurazione (insieme dei vari componenti e delle relative taglie). I principali input necessari per le simulazioni delle microgrid sono i profili di potenza prodotta da fonti rinnovabili, in quanto dipendono da fattori meteorologici. Spesso questi dati di input sono sconosciuti per contesti isolati e remoti, in quanto profili storici non sono generalmente disponibili; inoltre gli strumenti per la misurazione non sono presenti a causa dell'elevato costo. Il primo scopo del presente lavoro è quello di proporre una metodologia stocastica per generare dati sintetici di irraggiamento solare e velocità del vento, partendo da un numero limitato di informazioni. L'algoritmo proposto, implementato in linguaggio MATLAB, permette di generare profili annuali sintetici delle variabili di interesse, necessari ai software di dimensionamento e ottimizzazione dei sistemi off-grid. La seconda parte dell'elaborato si concentra sulle analisi dinamiche elettromeccaniche dei sistemi off-grid. Lo scopo è quello di proporre un primo passo per lo sviluppo e l'implementazione di un nuovo approccio per la verifica del dimensionamento di tali sistemi. Le analisi dei transitori elettromeccanici consentono di ottenere informazioni che tipicamente non vengono considerate dalle classiche procedure energetiche. Grazie ai dati relativi al progetto Energy4Growing, l'approccio proposto è stato applicato su un caso studio reale al fine di validare il dimensionamento di una microgrid ibrida adatta a soddisfare le esigenze della

scuola di Ngarenanyuki in Tanzania. I dati di input necessari al dimensionamento della microgrid, effettuato grazie ad un tool esterno, sono stati generati sinteticamente con la procedura sviluppata nella prima parte del lavoro. Il software DIGSILENT PowerFactory è stato utilizzato per la modellazione della microgrid e per le simulazioni dinamiche dei transitori di funzionamento.

II. DIMENSIONAMENTO TECNICO-ECONOMICO DEI SISTEMI OFF-GRID

La letteratura scientifica offre diverse metodologie che, grazie a simulazioni accurate delle prestazioni dei sistemi off-grid nell'arco della vita utile, supportano i progettisti ad individuare soluzioni efficienti in termini di dimensioni dei componenti e strategie di controllo. La maggior parte dei metodi di dimensionamento, indipendentemente dalla tecnica impiegata, si pone l'obiettivo di cercare una combinazione ottimale prendendo in considerazione i costi e l'affidabilità del sistema. L'affidabilità del sistema può essere quantificata con la probabilità di perdita del carico (LLP – Loss of Load Probability), equivalente alla quota della domanda di elettricità non soddisfatta dal sistema durante il suo periodo di funzionamento. Il costo è comunemente identificato tramite il costo netto attualizzato (NPC – Net Present Cost), definito come il valore attualizzato della somma dei costi che un sistema sostiene nel corso della sua vita utile. Tipicamente il processo di ottimizzazione presente nei metodi di planning consiste nella ricerca della combinazione di componenti e relative taglie, tale da minimizzare il NPC e soddisfare la condizione di LLP prestabilita. Un altro indicatore tecnico-economico sul quale si basano i metodi di planning dei sistemi off-grid è il costo dell'energia "livellato" (LCoE – Levelized Cost of Energy): esso fornisce una misura del rapporto tra i costi sostenuti durante la vita utile del sistema e l'energia prodotta. Tale indicatore è particolarmente utile per confrontare i costi unitari delle diverse tecnologie sulla loro vita utile, ed è un valore di riferimento per il costo dell'elettricità che i consumatori dovrebbero sostenere [16]. Esistono diversi software commerciali che possono essere applicati per la progettazione di una microgrid, o più in generale dei sistemi off-grid. Il software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) [19], sviluppato nel 1993 dal laboratorio sulle energie rinnovabili statunitense (NREL – National Renewable Energy Lab) e gestito da HOMER Energy, è il riferimento standard nonché il tool maggiormente usato e riconosciuto per la pianificazione delle microgrid. DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model) [20] è un potente e completo tool di supporto decisionale utilizzato principalmente allo scopo di trovare investimenti ottimali di generazione distribuita (DG – Distributed Generation) nel contesto di edifici o di microgrid multienergetiche. iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) [21] è un software sviluppato in C++ da alcuni ricercatori dell'università di Saragozza (Spagna)

per la simulazione e l'ottimizzazione di sistemi ibridi stand-alone per la generazione di energia elettrica con alta penetrazione di fonti rinnovabili. La pianificazione di una microgrid richiede l'ottimizzazione congiunta del funzionamento e della selezione di capacità, quantità e combinazione di componenti di diverse tecnologie. Una delle principali difficoltà che il processo di pianificazione di una microgrid deve affrontare, consiste nel risolvere il modello risultante dalla combinazione della pianificazione della capacità di generazione con la gestione delle operazioni in un unico problema di ottimizzazione. Perciò, è necessario integrare i due problemi per poter ottenere decisioni di pianificazione e gestione ottimali. L'integrazione delle operazioni con la pianificazione della capacità di generazione è cruciale in quanto le dinamiche orarie non possono essere trascurate nei sistemi off-grid, in particolare in presenza di un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili e sistemi di accumulo. Tuttavia, i diversi software commerciali ad oggi disponibili non sono solitamente in grado di modellare importanti caratteristiche tipiche dell'elettrificazione di zone isolate e remote [16]; in tali applicazioni il problema di planning di un sistema off-grid presenta le seguenti criticità: (i) *incertezze sul carico*, (ii) *scenari di evoluzione del carico* e (iii) *fonti di energia aleatorie*. Partendo da queste considerazioni, un gruppo di ricerca afferente al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha sviluppato, all'interno del progetto E4G (Energy4Growing) [25], il software Poli.NRG [16]: un tool implementato in MATLAB finalizzato alla pianificazione ottimale di sistemi off-grid PV (Photovoltaic) + BESS (Battery Energy Storage System). Si tratta di una procedura completa che consente di realizzare un dimensionamento robusto grazie all'accoppiamento delle caratteristiche atipiche dei contesti rurali (in termini di risorse e carichi) con opportuni modelli dei vari componenti.

III. MODELLAZIONE DELLE RISORSE ENERGETICHE NEI SISTEMI OFF-GRID

Di seguito viene presentata una revisione dei principali modelli presenti all'interno della letteratura scientifica volti alla caratterizzazione delle risorse energetiche nei sistemi off-grid. Particolare attenzione è stata posta sulle FER (sole e vento) e sui sistemi di accumulo.

A. Modellazione della fonte solare

L'energia solare è la porzione di energia proveniente dal sole disponibile sulla superficie terrestre. Questa energia è gratuita, pulita e abbondante nella maggior parte dei luoghi della terra durante l'anno. L'indice di chiarezza (Clearness Index), K_T , è un parametro molto importante nella descrizione della radiazione solare: è definito come il rapporto tra la radiazione solare registrata sulla superficie terrestre (H) e la radiazione solare extraterrestre (H_0). Esso può essere definito su base oraria, giornaliera, mensile o, in linea teorica, per qualsiasi altra risoluzione. Numerosi studi riguardanti i

processi di generazione sintetica della radiazione solare sono basati su tale parametro.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (1)$$

Nel corso degli anni sono stati sviluppati diversi modelli per il calcolo della radiazione solare in un determinato sito, partendo da relazioni empiriche fino ad arrivare a metodi computazionali. Possono essere utilizzati diversi metodi a seconda della risoluzione temporale desiderata (sub-oraria, oraria, giornaliera, mensile) e della disponibilità di informazioni di input per il modello (dati meteorologici storici, medie mensili,...). Diversi modelli sono stati analizzati in questo lavoro, una descrizione dei più importanti è riportata di seguito. In [28] gli autori hanno proposto una correlazione deterministica che consente di modellare la distribuzione del Clearness Index giornaliero (K_{Td}) all'interno del mese a partire dal valore medio mensile $\overline{K_T}$. L'idea sulla quale il lavoro è stato sviluppato suppone che il K_{Td} segua una distribuzione esponenziale all'interno del mese compresa tra un valore minimo ed uno massimo ($K_{T,min}$, $K_{T,max}$). Di seguito si riporta la correlazione proposta da Bendt [28]:

$$F(K_{Td}, \overline{K_T}) = \frac{\exp(\gamma \cdot K_{T,min}) - \exp(\gamma \cdot K_{Td})}{\exp(\gamma \cdot K_{T,min}) - \exp(\gamma \cdot K_{T,max})} \quad (2)$$

Il parametro γ rappresenta la forma della curva esponenziale e può essere ricavato tramite l'equazione proposta da Herzog [29]. È bene sottolineare che l'equazione 2 fornisce la distribuzione dei valori del K_{Td} all'interno del mese ordinati dal valore minimo a quello massimo e non, come si potrebbe erroneamente pensare, una possibile sequenza stocastica dei valori assunti dal Clearness Index giornaliero all'interno del generico mese. Per generare una sequenza stocastica di possibili valori di K_{Td} partendo da quelli ordinati trovati con il modello di Bendt si possono utilizzare i modelli autoregressivi (ARMA/ARIMA) [33]. Le catene di Markov sono un'altra classe di modelli matematici ampiamente utilizzati in tale ambito [36] [37] [38]. Di seguito si riporta una breve descrizione dei modelli sopra citati:

Modelli ARMA/ARIMA:

Un processo stocastico $\{y_t\}$ (o una serie temporale) si dice generato da un modello autoregressivo a media mobile di ordine (p, q) , abbreviato in $ARMA(p, q)$, quando è definito dalla seguente equazione:

$$y_t = c + \phi_1 \cdot y_{t-1} + \dots + \phi_p \cdot y_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \cdot \varepsilon_{t-q} \quad (3)$$

in cui: c è una costante, i termini rappresentati con ε sono dei disturbi che seguono un processo di rumore bianco (*white noise*): $\varepsilon \sim WN(0, \sigma_\varepsilon^2)$, i parametri ϕ pesano i valori passati di y_t e i parametri θ pesano i valori passati dei disturbi ε . I modelli autoregressivi possono essere utilizzati per lo studio delle serie

temporali stazionarie. Un processo stocastico è stazionario se la media e la varianza sono costanti nel tempo e se le funzioni di covarianza e autocorrelazione dipendono solo dalla distanza nel tempo tra le variabili coinvolte. Qualora si voglia studiare una serie temporale non stazionaria con i modelli ARMA è necessario renderla stazionaria. Il primo passo è l'identificazione di una qualsiasi trasformazione che possa rendere stazionaria la serie. Nel caso in cui tale trasformazione non esista o non sia di facile individuazione si può differenziare la serie fino ad ottenerne una che sia stazionaria. Indicando con Y una generica serie temporale non stazionaria e con Y' , Y'' , ..., Y^n le serie derivanti dal processo di differenziazione, una volta raggiunta la stazionarietà si può applicare il modello ARMA. Nei casi come quello appena descritto il modello viene detto autoregressivo integrato a media mobile di ordine (p, d, q) , oppure $ARIMA(p, d, q)$, dove d rappresenta il numero di differenziazioni che son state compiute sulla serie di partenza per renderla stazionaria.

Modello di Markov:

Si definisce processo stocastico markoviano (o di Markov) un processo aleatorio in cui la probabilità di transizione ad un determinato stato del sistema dipende solo dagli n stati precedentemente assunti dal sistema (proprietà di Markov); n prende il nome di ordine del processo. Un processo di Markov $(X_t, t = 1, 2, \dots)$ che può assumere m stati $(1, 2, \dots, m)$ si dice essere nello stato j al tempo t se $X_t = j$. In un processo di Markov del primo ordine, supposto che il sistema fosse nello stato i al tempo $t-1$, la probabilità che sia nello stato j al tempo t (P_{ij}) è data dalla seguente espressione:

$$P_{ij} = P(X_t = j | X_{t-1} = i) \quad (4)$$

La matrice di transizione di stato (MTM – Markov Transition Matrix) \mathbf{P}^n contiene le probabilità di transizione da uno stato all'altro per un processo di Markov di ordine n . Per un processo che può assumere m stati, la MTM del primo ordine è così rappresentata:

$$\mathbf{P}^1 = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{m1} & P_{m2} & \dots & P_{mm} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Il modello di Markov usa le MTM per generare nuove serie temporali sintetiche.

B. Modellazione della fonte eolica

Con quasi 500 GW di potenza installati su tutto il pianeta, l'energia eolica è diventata una delle principali fonti di energia rinnovabili nel mondo [39]. L'energia eolica viene sfruttata attraverso molteplici applicazioni: minieolico e microeolico, eolico d'alta quota, parchi eolici on-shore, near-shore e off-shore. La produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento

può essere altamente variabile su diverse scale temporali: oraria, giornaliera o stagionale. La disponibilità di dati riguardanti la velocità del vento è molto importate per stimare con precisione la produzione di energia di una singola turbina eolica o di un parco eolico. Questi dati sono indispensabili anche per la progettazione e la pianificazione di sistemi off-grid, dal momento che il loro dimensionamento è fortemente influenzato dal disallineamento tra la curva di produzione e il profilo di carico. La generazione di serie sintetiche di velocità del vento è un problema che tradizionalmente è stato affrontato mediante l'utilizzo di diversi metodi e modelli che possono essere classificati come fisici o statistici. I modelli fisici prendono in considerazione diversi fattori tra cui ostacoli, pressione, temperatura, rugosità della superficie locale ed effetti orografici. Tali metodi, dal momento che coinvolgono molti parametri, sono generalmente molto complessi e caratterizzati da un grande numero di variabili di input richieste. I metodi statistici sono tipicamente basati su modelli probabilistici e stocastici. Nell'approccio probabilistico vengono utilizzate opportune distribuzioni di probabilità (Weibull, Rayleigh, Gumbel) per generare numeri casuali indipendenti e identicamente distribuiti [41] [42] [43] [44]. Tra i principali modelli stocastici utilizzati per la generazione sintetica di serie temporali di velocità del vento vi sono i modelli autoregressivi [47] [48], le catene di Markov [49] [50] [51] e i metodi cosiddetti wavelet-based [52] [53].

C. Modellazione dei sistemi di accumulo

Nei sistemi off-grid con elevata penetrazione di FER vi è inoltre la necessità di predisporre dei sistemi di accumulo dell'energia. Vale la pena sottolineare l'importante ruolo che le batterie svolgono nei sistemi di energia off-grid. Le FER sono per natura altamente inaffidabili e imprevedibili; i BESS possono risultare fondamentali in tali contesti, al fine di immagazzinare e fornire energia in base alle diverse esigenze e per assicurare una fornitura di potenza continua. Il loro utilizzo potrebbe aumentare la quantità implementabile di FER all'interno dei sistemi off-grid, fino al 100%, consentendo un approvvigionamento pulito e sostenibile. I più comuni modelli utilizzati per descrivere le batterie sono i cosiddetti modelli empirici o analitici: essi sono basati su una visione astratta della cella elettrochimica. La batteria è descritta tramite equazioni matematiche che mirano a riprodurre il comportamento energetico senza concentrarsi sulla reale fisica del sistema. Questi modelli comportano forti semplificazioni che permettono di ridurre sostanzialmente i tempi di calcolo nelle simulazioni, ciò a discapito di una minore accuratezza [59]. Il rischio, quando viene preso in considerazione un numero insufficiente di fenomeni fisici, è che il risultato delle simulazioni del sistema non sia affidabile. Per questo motivo è necessario adottare modelli più accurati, nonostante ciò comporti l'aumento dei tempi di calcolo delle simulazioni effettuate dai diversi software di planning. Numerosi altri approcci di modellazione delle batterie possono essere trovati in letteratura [60]: essi spaziano dai più accurati modelli elettrochimici che descrivono le

batterie con leggi fisiche, a modelli stocastici astratti. Inoltre, le batterie possono essere modellate in termini di circuito elettrico equivalente, prendendo in considerazione caratteristiche quali tensioni e correnti. Un'adeguata modellazione di una batteria, all'interno della progettazione di una microgrid, deve essere in grado di stimare lo stato di carica (SOC – State Of Charge) e lo stato di salute (SOH – State Of Health) della stessa. Lo stato di carica è necessario per valutare la quantità di carica già immagazzinata nella batteria e calcolare la quantità di energia che non può essere fornita carico (LL – Loss of Load), mentre lo stato di salute tiene conto dei limiti di durata della batteria causati dai processi di degrado irreversibili.

IV. METODOLOGIE PROPOSTE PER LA GENERAZIONE DI PROFILI SINTETICI

Di seguito vengono presentate due diverse metodologie per la generazione di profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento. Sono stati applicati modelli matematici che costruiscono serie temporali di dati a partire da diverse informazioni come, ad esempio, i valori medi mensili delle grandezze oggetto di studio e la posizione geografica (latitudine, longitudine, altezza sul livello del mare, ...) del sito. È stato implementato un algoritmo in linguaggio MATLAB che, ricevendo in input le informazioni precedentemente elencate, restituisce in output i profili sintetici annuali di radiazione solare e velocità del vento.

a) RADIAZIONE SOLARE

L'obiettivo della procedura proposta è quello di generare profili sintetici di radiazione solare per diversi anni partendo da una quantità ridotta di dati a disposizione. La variabile climatica utilizzata per modellare la radiazione solare è il Clearness Index K_T (dal quale si può ricavare la radiazione utile H). Il modello proposto può essere riassunto nei tre step principali di seguito descritti:

1. Utilizzo della correlazione di Bendt per la determinazione della distribuzione del K_{Td} all'interno dei vari mesi. I dati di input richiesti da questo step sono gli indici di chiarezza medi mensili ($\overline{K_T}$) per almeno un anno (12 valori).
2. Utilizzo di un modello ARMA/ARIMA per la determinazione della sequenza stocastica del K_{Td} all'interno dei vari mesi.
3. Utilizzo del modello di Markov per aumentare la risoluzione della serie sintetica in output allo step 2 della procedura: da giornaliera a sub-oraria.

Step 1: Correlazione di Bendt

Al fine di rendere la procedura applicabile a qualsiasi località, l'algoritmo utilizza la seguente equazione per il calcolo del parametro $K_{T,max}$ [32]:

$$K_{T,max} = 0.51585 + 0.34847 \cdot \overline{K_T} + 2.302810^{-4} \cdot \delta + 3.410810^{-4} \cdot \varphi - 9.570910^{-6} \cdot z \quad (6)$$

dove δ rappresenta la declinazione media mensile, φ la latitudine della località considerata e z l'altezza sul livello del mare. L'equazione 6 introduce una dipendenza dal sito oggetto di studio e migliora la precisione del modello.

Step 2: Modello ARMA/ARIMA

Ovviamente il Clearness Index giornaliero, K_{Td} , non segue una sequenza ordinata all'interno dei vari mesi dell'anno. All'interno dello step 2 della procedura viene utilizzato un modello ARIMA per la generazione di una sequenza stocastica di valori di K_{Td} (possono essere generati uno o più anni di dati). Il modello ARIMA non fornisce i valori del K_{Td} che realmente saranno considerati ma una sequenza di occorrenze casuali che sono utilizzate per riordinare i valori ordinati ottenuti con il modello di Bendt: all'interno del generico mese, al giorno in cui il modello autoregressivo ha previsto il K_{Td} più alto viene assegnato il valore più alto del modello di Bendt, al giorno in cui il modello autoregressivo ha previsto il K_{Td} più basso viene assegnato il valore più basso del modello di Bendt; assegnati i due valori estremi essi vengono momentaneamente rimossi dall'algoritmo e la stessa procedura viene ripetuta fino al completo riordinamento dell'intero anno.

Step 3: Modello di Markov

Al termine del secondo step della procedura si ottiene una risoluzione giornaliera dei profili sintetici generati. È stato proposto un ulteriore ed ultimo step che consente di aumentare la risoluzione dei dati di radiazione solare passando da profili giornalieri a profili orari o sub-orari grazie all'utilizzo del modello di Markov. La variabile climatica utilizzata per la generazione delle matrici di Markov è il Clearness Index normalizzato sub-orario ($K'_{T,15-min}$). Esso viene calcolato a partire dal Clearness Index sub-orario ($K_{T,15-min}$) con lo scopo di rimuovere la dipendenza dall'angolo di Zenith (ϑ_z) tramite la seguente equazione [63]:

$$K'_T = \frac{K_T}{1.031 \cdot \exp\left(\frac{-1.4}{0.9 + 9.4/AM(\vartheta_z)}\right) + 0.1} \quad (7)$$

dove AM rappresenta l'Air Mass (dipendente da ϑ_z). Essendo $K'_{T,15-min}$ una variabile continua compresa tra 0 e 1 è necessario operare una discretizzazione al fine di creare un numero finito di possibili stati assumibili dalla variabile. La tabella seguente mostra come l'algoritmo opera la discretizzazione del Clearness Index normalizzato sub-orario ($K'_{T,15-min}$):

Stato	Range	Stato	Range
1	$0 < K'_{T,15-min} \leq 0.1$	6	$0.5 < K'_{T,15-min} \leq 0.6$
2	$0.1 < K'_{T,15-min} \leq 0.2$	7	$0.6 < K'_{T,15-min} \leq 0.7$
3	$0.2 < K'_{T,15-min} \leq 0.3$	8	$0.7 < K'_{T,15-min} \leq 0.8$
4	$0.3 < K'_{T,15-min} \leq 0.4$	9	$0.8 < K'_{T,15-min} \leq 0.9$
5	$0.4 < K'_{T,15-min} \leq 0.5$	10	$0.9 < K'_{T,15-min} \leq 1$

Tabella 1: stati discreti assumibili da $K'_{T,15-min}$

Una volta discretizzati i dati negli stati sopra descritti è possibile costruire le MTM. L'utilizzo di una sola matrice di Markov porterebbe ad un'eccessiva semplificazione del modello. Per questo motivo l'algoritmo implementato genera più matrici di Markov con l'obiettivo di selezionare, giorno per giorno, quella più appropriata per la generazione sintetica dei dati ad alta risoluzione. È stata introdotta la seguente classificazione dei giorni in base al valore del Clearness Index giornaliero (K_{Td}):

Classe	Classificazione	Range
1	Giornata molto nuvolosa	$0 < K_{Td} \leq 0.25$
2	Giornata nuvolosa	$0.25 < K_{Td} \leq 0.4$
3	Giornata variabile	$0.4 < K_{Td} \leq 0.6$
4	Giornata soleggiata	$0.6 < K_{Td} \leq 0.75$
5	Giornata molto soleggiata	$0.75 < K_{Td} \leq 1$

Tabella 2: Classificazione dei diversi tipi di giorno per la costruzione delle MTM

Una volta definite, le MTM sono usate per generare i dati sintetici sub-orari di radiazione solare a partire dai dati giornalieri derivanti dal modello ARIMA (ovvero dallo step 2 della metodologia). La figura 1 mostra un esempio di risultato in output allo step 3 della procedura descritta.

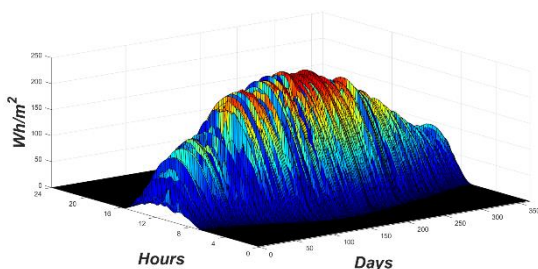


Figura 1: Immagine 3D del profilo sintetico di radiazione solare alla risoluzione del quarto d'ora derivante dall'applicazione della procedura nella località di San Severino Marche (Macerata)

b) VELOCITÀ DEL VENTO

La procedura di seguito descritta permette di generare, uno o più anni, di profili sintetici di velocità del vento con risoluzione oraria partendo dalle sole medie mensili della velocità del vento. La distribuzione statistica della velocità del vento varia da luogo a luogo in tutto il mondo, a causa di diversi fattori quali il clima locale, la topografia del paesaggio e la rugosità delle superfici (foreste, aree urbane, ecc.). La distribuzione di Weibull è la più utilizzata e affermata nel campo scientifico ed è stata usata anche nel presente lavoro. La funzione di densità di probabilità (PDF – Probability Density Function) della distribuzione di Weibull è data dalla seguente equazione:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (8)$$

dove v è la velocità del vento [m/s], k è il fattore di forma (adimensionale) e c è il fattore di scala [m/s]. Per completare la caratterizzazione della distribuzione del vento in un determinato sito è necessario stimare il valore dei parametri k e c della distribuzione di Weibull. Esistono diversi metodi proposti in letteratura per la valutazione dei due fattori, i più famosi sono: *metodo empirico*, *metodo del momento*, *metodo grafico*, *metodo del fattore energetico* e *metodo della massima verosimiglianza* [46]. La metodologia proposta si basa sul presupposto che la velocità del vento comprenda componenti deterministiche e componenti stocastiche [67]. L'algoritmo prevede cinque passaggi principali che possono essere riassunti come segue [68] [69].

Step 1: Generazione di una serie temporale di velocità del vento giornaliera

La velocità media giornaliera del vento, \bar{v}_d , viene generata aggiungendo un disturbo giornaliero alla velocità media mensile, \bar{v}_m , secondo la seguente equazione:

$$\bar{v}_d = \bar{v}_m \cdot (1 + n_d) \quad (9)$$

in cui $d = 1,2,3...365$ e $m = 1,2...12$. Il disturbo giornaliero n_d è estratto da una distribuzione normale con media (μ) uguale a 0 e deviazione standard (σ) pari ad 1 con la seguente condizione: $-1 < n_d < 1$. Così facendo, partendo da 12 valori di velocità medie mensili è possibile ottenere una serie di 365 valori sintetici rappresentanti la velocità media giornaliera di un intero anno.

Step 2: Generazione della componente deterministica della velocità del vento oraria

Il profilo di velocità giornaliero può essere modellato utilizzando una funzione sinusoidale. In questo modo la componente deterministica può essere determinata a

partire dalla velocità media giornaliera ($\overline{v_d}$) tramite la seguente equazione:

$$v_{det}(h) = \overline{v_d} \cdot \left\{ 1 + i_d \cdot \cos \left[\frac{2\pi}{24} \cdot (h - h_p) \right] \right\} \quad (10)$$

dove $d = 1,2,3 \dots 365$ e $h = 1,2,3 \dots 24$. L'equazione 10 si basa sull'assunzione che la velocità del vento segua uno schema ripetitivo all'interno della giornata [70]. L'intensità del "pattern" diurno (i_d) è un numero adimensionale compreso tra 0 e 1 che riflette quanto fortemente la velocità tende a dipendere dall'ora del giorno; valori tipici variano da 0 a 0.3. L'ora di picco della velocità del vento (h_p) è l'ora del giorno che in media tende ad essere la più ventosa; il range tipico è tra le 12 e le 18.

Step 3: Generazione della componente stocastica della velocità del vento oraria

La componente stocastica della velocità del vento oraria è determinata attraverso un modello autoregressivo del primo ordine, $AR(1)$:

$$v_{rand}(h) = a \cdot v_{rand}(h-1) + g(h) \quad (11)$$

dove $h = 1,2,3 \dots 8760$, a è il coefficiente del modello autoregressivo e $g(h)$ è un numero random estratto da una distribuzione normale con media nulla e deviazione standard unitaria; valori tipici del parametro a variano tra 0.6 e 0.9.

Step 4: Somma delle due serie generate negli step precedenti

Nello step 2 viene creata una serie temporale di 8760 valori che rappresenta la componente deterministica della velocità oraria, mentre nello step 3 viene generata una serie, sempre di 8760 valori, rappresentante la componente stocastica. Le due serie non possono essere sommate direttamente in quanto le rispettive distribuzioni di probabilità sono differenti. Questo problema può essere superato trasformando la serie temporale $v_{det}(h)$ in una serie che abbia la stessa distribuzione di probabilità della serie $v_{rand}(h)$ (distribuzione gaussiana); tale trasformazione viene eseguita grazie al *teorema di trasformazione integrale di probabilità*. La serie ottenuta da tale trasformazione, $v_{rand}[v_{det}(h)]$, è dunque caratterizzata da una distribuzione di probabilità gaussiana con media e deviazione standard uguali a quelle della serie $v_{rand}(h)$. Sommando $v_{rand}[v_{det}(h)]$ e $v_{rand}(h)$ si ottiene una nuova serie normalizzata per la velocità del vento oraria:

$$v_{norm}(h) = v_{rand}[v_{det}(h)] + v_{rand}(h) \quad (12)$$

Step 5: Transizione da una distribuzione normale a una Weibull

Siccome la distribuzione che meglio si adatta ai dati misurati di velocità del vento è la distribuzione di Weibull [71], nell'ultimo step della procedura l'algorithmo trasforma la serie normale $v_{norm}(h)$ in una serie conforme alla distribuzione di Weibull con la seguente formula derivate dal teorema di trasformazione integrale di probabilità:

$$v_{Weibull}(h) = c \cdot \left\{ -\ln \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cdot \operatorname{erf} \left(\frac{v_{norm}(h) - \mu}{\sqrt{2} \cdot \sigma} \right) \right] \right\}^{\frac{1}{k}} \quad (13)$$

Nell'equazione 13, μ e σ sono rispettivamente la media e la deviazione standard della serie $v_{norm}(h)$, mentre k e c sono i parametri della distribuzione di Weibull caratteristici del sito studiato. I parametri k e c possono essere stimati con uno dei metodi precedentemente elencati a seconda dei dati disponibili. In particolare, l'algorithmo implementato esegue la trasformazione descritta dall'equazione 13 cambiando i parametri μ , σ , k e c mese per mese. Riassumendo, l'algorithmo genera una serie sintetica di 8760 valori tali che la velocità del vento oraria sia conforme, per ogni mese dell'anno, ad una distribuzione di Weibull realistica. La figura 2 mostra un esempio di profilo di velocità del vento ottenibile applicando la procedura descritta:

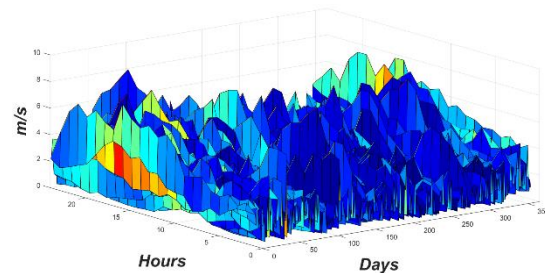


Figura 2: Immagine 3D del profilo sintetico di velocità del vento con risoluzione oraria derivante dall'applicazione della procedura nella località di Saint-Denis (Aosta)

V. ANALISI DINAMICHE ELETTROMECCANICHE PER SISTEMI OFF-GRID

La capacità di un sistema energetico di mantenere la stabilità sotto piccoli disturbi prende il nome di stabilità dinamica. Questi piccoli disturbi possono verificarsi a causa di fluttuazioni nei carichi o nelle generazioni. Nei sistemi di energia, e in particolare nei sistemi off-grid, queste fluttuazioni possono portare a dannose conseguenze qualora non siano state prese le dovute precauzioni. Lo studio della dinamica dei sistemi di energia, intesa come risposta delle principali grandezze ai transitori di funzionamento, risulta di fondamentale importanza al fine di evitare di realizzare sistemi che, nonostante siano stati dimensionati correttamente dal

punto di vista energetico, risultino instabili e poco affidabili dal punto di vista dinamico ed elettrico. Affiancare gli studi dinamici alle procedure di pianificazione a lungo termine può sicuramente portare a dei dimensionamenti più robusti. Infatti, i risultati delle analisi dinamiche possono fornire ulteriori input e vincoli alle procedure “classiche” di dimensionamento, ciò al fine ottenere dei risultati migliori in termini di affidabilità e robustezza del sistema studiato. Transitori, problemi di stabilità e problemi di controllo sono sempre più fenomeni e considerazioni importanti che rivestono un ruolo chiave durante la pianificazione, la progettazione e la gestione dei moderni sistemi di alimentazione.

VI. CASO STUDIO: IL PROGETTO E4G

Il progetto Energy4Growing [25] è un’iniziativa proposta da un gruppo di ricercatori del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Dal 2015 collabora con la scuola secondaria di Ngarenanyuki, in Tanzania, con l’obiettivo di migliorare l’accesso all’energia nella scuola. Una microgrid ibrida è stata installata nella scuola, combinando sistemi di generazione già esistenti in loco e nuove installazioni. Il consumo energetico della scuola è stato monitorato dal Politecnico di Milano a partire dal 2015, anno in cui il sistema stand-alone è stato installato. I dati relativi al consumo energetico della scuola sono stati utilizzati come input per il dimensionamento di una nuova ipotetica microgrid e successivamente per le simulazioni dinamiche della stessa. Per disporre di un’indicazione circa la disponibilità di risorse energetiche nella zona oggetto di studio, sono stati utilizzati i modelli matematici proposti nella sezione IV per sintetizzare dei profili annuali di radiazione solare e velocità del vento. Dopodiché questi profili, unitamente al fabbisogno energetico della scuola, sono stati utilizzati per trovare un dimensionamento energetico preliminare della microgrid. In particolare, al fine di ottenere tale dimensionamento, è stata utilizzata una procedura implementata in un tool sviluppato all’interno di CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) [79] [80]. Nel caso in questione si è ricercato il dimensionamento ottimale per la soluzione *PV+Wind+BESS microgrid*. Al fine di dimensionare la microgrid la procedura ha richiesto diversi input. In particolare, è stato necessario specificare la posizione geografica del sito ($lat = -3.14^\circ$, $long = +36.89^\circ$), gli anni di vita utile previsti (20), il tasso d’interesse dell’investimento (6 %), la massima probabilità di perdita del carico (LLP) accettabile (5 %), la tecnologia di batterie da utilizzare (batterie agli ioni di Litio), l’altezza a cui posizionare il rotore delle turbine eoliche (10 m) e lo stato di carica (SOC) minimo delle batterie utilizzate (10 %). La tabella seguente riporta il risultato a valle dell’ottimizzazione performata dal tool, ovvero la configurazione ritenuta ottimale (dal punto di vista energetico) per una *PV+Wind+BESS microgrid* che debba soddisfare il fabbisogno di energia richiesto:

Turbine name	Gaia Wind 133 – 11 kW	
Turbine database number	38	
Number of turbine	2	
P_Wind	21.86	[kW]
P_PV	7.20	[kW]
BESS	30.96	[kWh]
LLP	4.80	[%]
NPC	84282.20	[€]
LCoE	1.73	[€/kWh]
PV/Wind ratio	0.33	[-]

Tabella 3: Dimensionamento energetico per una *PV+Wind+BESS microgrid* ottenuto tramite il tool sviluppato in CESI [80]

Per indagare e verificare la robustezza e l’affidabilità della microgrid anche dal punto di vista elettrico, è stato realizzato un modello di microgrid ibrida in DIgSILENT PowerFactory; grazie a tale modellazione è stato possibile realizzare delle simulazioni al fine di osservare il comportamento delle principali grandezze elettriche durante i transitori di funzionamento. La figura 3 mostra una panoramica della rete costruita in DIgSILENT PowerFactory:

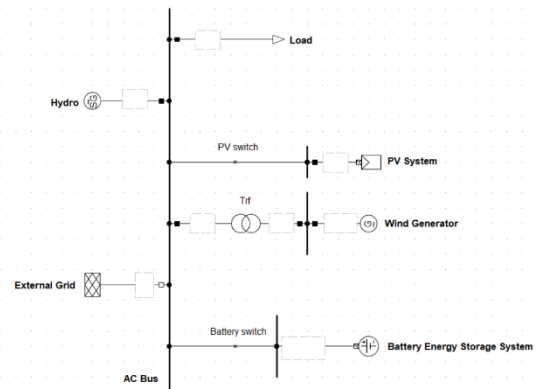


Figura 3: Rappresentazione grafica della microgrid in ambiente DIgSILENT PowerFactory

Le rete è stata strutturata grazie alla funzione di costruzione grafica di PowerFactory, in particolare è stata prevista un’unica sbarra AC alla tensione di 400 V a cui sono collegati tutti gli elementi che caratterizzano il sistema. I modelli utilizzati per caratterizzare i vari componenti della microgrid sono stati importati dalla libreria di PowerFactory. Dopodiché i parametri dei vari modelli sono stati opportunamente modificati al fine di rispettare, in termini di taglie, il dimensionamento riportato nella tabella 3. Inoltre, come si può notare dalla figura 3, al fine di rendere il modello della microgrid più fedele alla vera soluzione installata in campo, si è deciso di considerare, oltre agli

elementi previsti dalla soluzione *PV+Wind+BESS microgrid*, anche la turbina idroelettrica (Hydro) e la rete pubblica (External Grid) realmente presenti a Ngarenanyuki. Infatti, alcuni anni dopo la partenza del progetto Energy4Growing, la microgrid realizzata a supporto della scuola di Ngarenanyuki è stata connessa alla rete pubblica nazionale gestita da TANESCO. Tale scelta è dovuta al fatto che, dato il breve periodo temporale sulla quale si basano le simulazioni in regime transitorio (tipicamente si va dalle decine di secondi a qualche minuto), la mancata presenza dell'inerzia meccanica legata alla turbina idroelettrica potrebbe rappresentare un problema dal punto di vista della stabilità del sistema e, quindi, delle simulazioni.

VII. SIMULAZIONI E RISULTATI

Lo scopo dell'analisi dinamica condotta è stato quello simulare la microgrid in due diverse modalità di funzionamento:

1. Simulazioni in cui la batteria (BESS) si limita ad assorbire/erogare potenza in base alle condizioni di carico e produzioni;
2. Simulazioni in cui la batteria (BESS), oltre ad assorbire/erogare potenza come nel caso precedente, attua un servizio di regolazione della frequenza della rete.

Le simulazioni in cui la batteria non effettua il servizio di regolazione della frequenza (caso 1) rispecchiano il comportamento del sistema dimensionato con la procedura energetica. Ciò in quanto la procedura utilizzata per il dimensionamento del sistema definisce la taglia ottimale dei vari componenti basandosi su dei bilanci puramente energetici e secondo l'ottimizzazione di funzioni obiettivo rappresentanti, tipicamente, parametri tecnico-economici e non considerando le fluttuazioni di potenza su scale temporali brevi. È intuitivo che in un sistema come quello appena descritto (caso 1), l'andamento nel tempo delle grandezze che dipendono dalla dinamica del sistema, come ad esempio la frequenza della rete, sia più instabile rispetto al caso in cui i diversi componenti del sistema, e in particolare la batteria, siano dotati di controllori per la regolazione di tali grandezze (caso 2). Con particolare riferimento alla batteria presente nella microgrid, al fine di poter effettuare la suddetta regolazione di frequenza è necessario predisporre una quantità aggiuntiva di capacità [*kWh*], dedicata appunto al solo scopo di regolazione della frequenza, non prevista dal dimensionamento energetico. L'idea di simulare la microgrid in PowerFactory ha l'obiettivo di riscontrare l'effettivo miglioramento della stabilità della frequenza elettrica della rete qualora siano previsti gli opportuni controllori (caso 2), nonché quello di stimare l'extra-capacità che la batteria dovrebbe avere al fine di poter effettuare la regolazione. La seguente ipotesi è stata assunta circa il funzionamento della batteria presente nella microgrid studiata. L'obiettivo principale di questo componente è quello di assorbire/erogare potenza, e di conseguenza caricarsi/scaricarsi, per far sì che venga rispettato il bilancio dei flussi energetici circolanti nella rete date le

condizioni di carico e produzioni. La taglia della batteria derivante dal dimensionamento energetico (tabella 3) è risultata essere quella ottimale per svolgere il compito descritto. La batteria presente nella rete potrebbe altresì fornire un servizio di regolazione della frequenza elettrica della rete qualora sia prevista una banda di capacità (o potenza) dedicata esclusivamente a tale scopo. Infatti, assorbendo/erogando potenza in più oltre a quella necessaria per il bilancio energetico, la batteria potrebbe regolare la frequenza riportandola ad un valore ottimale. Siccome lo scopo dell'analisi condotta è stato proprio quello di dimostrare che un sistema dimensionato solamente dal punto di vista tecnico-economico, ovvero un sistema in cui non sono previste delle riserve di potenza per attuare servizi di stabilizzazione della rete, potrebbe non essere robusto e affidabile dal punto di vista elettrico, ai fini delle simulazioni il funzionamento della batteria presente in figura 3 è stato modellato sfruttando un carico fittizio. Il carico fittizio ha rappresentato la potenza che la batteria deve assorbire/erogare per rispettare il bilancio energetico della rete (funzione tipicamente riservata all'Energy Management System del sistema) mentre il modello standard di PowerFactory della batteria è stato utilizzato solo ed esclusivamente per fare la regolazione di frequenza.

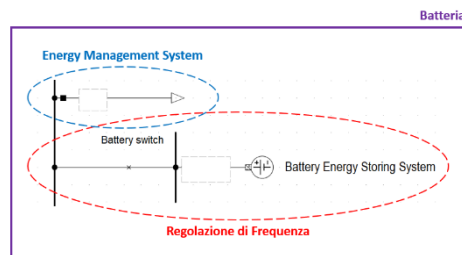


Figura 4: Dettaglio di come è stato modellato il funzionamento della batteria nelle simulazioni dinamiche

A causa dell'elevato onere computazionale richiesto, le simulazioni sono state eseguite su intervalli di 5 minuti (300 secondi). Ovviamente i risultati ottenuti devono essere interpretati anche a fronte delle ipotesi introdotte. È chiaro che simulando solamente brevi intervalli di tempo e non, ad esempio, il funzionamento durante l'intero arco dell'anno, quello che si ottiene è un'indicazione preliminare circa il comportamento del sistema durante i suoi transitori. Un'analisi estensiva porterebbe sicuramente a dei risultati più realistici. Nonostante ciò, un'analisi "ridotta" può comunque mostrare delle informazioni che in nessun modo verrebbero prese in considerazione durante il dimensionamento tecnico-economico. Le simulazioni effettuate sono state delle simulazioni RMS in condizioni di rete bilanciata con un passo temporale di 0.005 s (valore di default per il calcolo dei transitori elettromeccanici delle simulazioni RMS in DIGSILENT PowerFactory). Va inoltre precisato che avendo modellato con un carico fittizio la schedulazione della batteria dal punto di vista del bilancio energetico, e avendo lasciato al modello (di batteria) di PowerFactory il solo compito di regolare la frequenza,

il SOC_0 del modello è stato impostato ad un valore pari a 0.5 al fine di essere sicuri che, a fronte di una carica (o scarica) dovuta al servizio di regolazione della frequenza, la batteria non raggiunga, nel breve periodo, il SOC_{max} (o SOC_{min}) e quindi saturi. A livello preliminare ci si aspetta che nel caso in cui la batteria non sia chiamata ad effettuare la regolazione di frequenza (caso 1) la potenza in output al modello standard di PowerFactory sia pari a zero (a meno di un eventuale rumore dovuto alla dinamica del modello) e che il SOC della batteria rimanga costante durante tutta la simulazione. Contrariamente è prevedibile che nel caso in cui la batteria sia chiamata a svolgere il servizio di regolazione (caso 2) essa assorbirà/erogherà una certa quantità di potenza al fine di effettuare la regolazione e, di conseguenza, che il SOC non sia più una costante durante i 300 s simulati. Il ΔSOC necessario per effettuare il servizio di regolazione della frequenza, che può essere tradotto in un extra-capacità rispetto a quella derivante dal dimensionamento energetico, è il parametro che si è voluto stimare con le simulazioni effettuate. Le figure seguenti mostrano un confronto fra l'andamento nel tempo di frequenza, potenza scambiata dalla batteria per la regolazione e SOC per le due diverse modalità di funzionamento (caso 1 e caso 2).

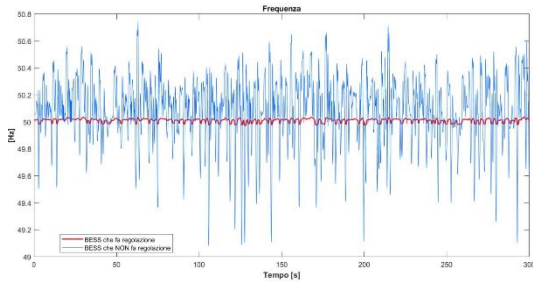


Figura 5: Frequenza della rete nel caso 1 (blu) e nel caso 2 (rosso)

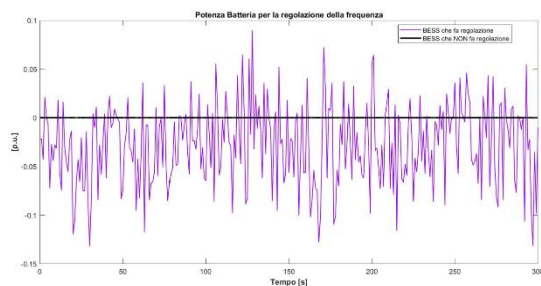


Figura 6: Potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso 1 (nero) e nel caso 2 (viola)

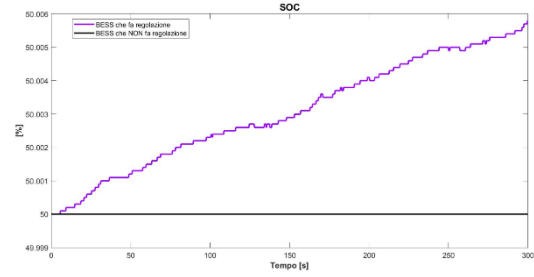


Figura 7: SOC della batteria nel caso 1 (nero) e nel caso 2 (viola)

Dalle figure soprastanti si può osservare che le oscillazioni della frequenza, come ipotizzato preliminarmente, risultano notevolmente ridotte grazie al servizio di regolazione attuato dalla batteria. Le oscillazioni che mostra la frequenza nel caso in cui la batteria non presta il servizio di regolazione (caso 1) presentano un'ampiezza non trascurabile, minando la stabilità della microgrid. Le figure 6 e 7 mostrano chiaramente l'effetto della regolazione della frequenza da parte della batteria in termini di potenza assorbita/erogata e di variazione del SOC rispetto al caso base (caso 1). I risultati ottenuti dimostrano come l'aver previsto un opportuno servizio di regolazione della frequenza si concretizza nel miglioramento della stabilità della stessa e, di conseguenza, della rete. Ovviamente l'extra-capacità necessaria per poter effettuare suddetta regolazione deve essere aggiunta alla previsione in output al dimensionamento energetico (tabella 3). Prendendo come indicazione di massima il ΔSOC ottenuto e linearizzandolo prima su un'ora e poi su intera giornata di funzionamento (ipotesi dettata dalla limitata capacità di svolgere simulazioni di maggiore durata) si ottiene, rispettivamente, un extra-capacità, rispetto al caso base (dimensionamento energetico – tabella 3), di poco inferiore all'1 % sull'ora e di poco inferiore al 20 % sulla giornata da tenere in considerazione al fine di poter effettuare il servizio di regolazione della frequenza di rete.

VIII. CONCLUSIONI

L'elaborato è stato strutturato in due macro parti che trattano due argomenti specifici:

- La prima parte offre una revisione dei principali software commerciali per il dimensionamento tecnico-economico dei sistemi off-grid a cui segue la proposta di una metodologia generale per la generazione di serie temporali sintetiche di radiazione solare e velocità del vento.
- La seconda parte introduce il tema delle analisi di transitori per i sistemi di energia, e in particolare per i sistemi off-grid, al fine della validazione del loro dimensionamento.

L'obiettivo della prima parte del lavoro è quello di elaborare e proporre una metodologia che, richiedendo in input una scarsa quantità di dati, possa generare profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento

per diversi anni. La procedura è generale e può essere applicata a qualsiasi luogo. Alcuni database contenenti serie temporali di dati riguardanti variabili meteorologiche (elaborazioni di misure satellitari) sono stati utilizzati a supporto della procedura di generazione [61]. I modelli proposti per la generazione sintetica dei profili di radiazione solare e velocità del vento sono stati validati con i dati misurati di due località specifiche, San Severino Marche (Macerata) e Saint-Denis (Aosta), entrambe situate in Italia. La metodologia proposta non è mirata ad una previsione esatta dei dati di radiazione solare e velocità del vento. L'obiettivo è quello di generare delle serie temporali realistiche che preservano le caratteristiche statistiche e il comportamento generale delle grandezze in esame. Entrambi i modelli (radiazione solare e velocità del vento) hanno mostrato di essere in grado di generare sinteticamente delle serie temporali confrontabili, a livello statistico, con i dati misurati. Con riferimento alla radiazione solare è stata eseguita una verifica del contenuto energetico della serie sintetica ottenuta a valle dell'ultimo step della procedura (modello di Markov): sono stati confrontati con i dati misurati i valori medi mensili e annuali di irraggiamento solare. In particolare, l'irraggiamento medio annuale derivante dai dati sintetici è di 1404.8 kWh/m^2 , rispetto ai 1388.2 kWh/m^2 derivanti dai dati misurati; l'errore sul contenuto energetico annuale è dell'1.2 %. Per quanto riguarda l'irraggiamento medio mensile il maggiore scostamento dai dati misurati è stato rilevato nel mese di marzo ed è risultato essere del 30 %, mentre è risultato inferiore nei restanti mesi dell'anno. Per quanto riguarda la velocità del vento, per validare la metodologia proposta e stimare la bontà dei risultati ottenuti, sono stati confrontati i valori dei parametri k e c (mensili) della distribuzione di Weibull derivanti dalla serie sintetica di velocità del vento con quelli ottenuti mediante un'analisi sui dati di velocità presenti nei database a supporto dell'algoritmo [61]. L'errore massimo per il parametro k è pari al 20.98 % mentre quello per il parametro c è del 4.72 % (entrambi riferiti al mese di febbraio). Inoltre, il massimo scostamento della velocità media mensile (sintetica) rispetto ai dati misurati si verifica nel mese di marzo ed è pari al 23.74 %. La velocità media annuale dei dati sintetici è risultata pari a 1.78 m/s , quella dei dati misurati 1.66 m/s . Di conseguenza l'errore sulla velocità media annuale è risultato pari al 6.81 %. Tali errori, considerando anche il fatto di non aver ottimizzato i parametri i_d , h_p ad a , sono stati ritenuti accettabili.

La seconda parte del presente lavoro si concentra sulle analisi dinamiche elettromeccaniche dei sistemi off-grid. Grazie ai dati relativi al progetto Energy4Growing, l'approccio proposto è stato applicato al fine di validare il dimensionamento di una ipotetica microgrid ibrida per la scuola secondaria di Ngarenanyuki in Tanzania. Il software DIgSILENT PowerFactory è stato utilizzato per la modellazione della rete e per le simulazioni dinamiche dei transitori di funzionamento. La procedura per la generazione di serie sintetiche sviluppata nella prima parte dell'elaborato è stata utilizzata al fine di creare gli input necessari per il dimensionamento e le successive

simulazioni della rete. I modelli dinamici descrittivi i diversi elementi della microgrid studiata sono stati presi dalla libreria del software utilizzato. Le simulazioni eseguite hanno riguardato due diverse modalità di funzionamento del sistema. Particolare attenzione è stata posta al funzionamento della batteria per l'accumulo di energia presente nella microgrid. In particolare, sono state performato diverse simulazioni in cui l'obiettivo è stato analizzare la risposta del sistema nel caso in cui la batteria svolga il solo compito di assorbimento/erogazione di potenza al fine di rispettare il bilancio dei flussi energetici circolanti nel sistema (ruolo di Energy Management System), piuttosto che nel caso in cui la batteria svolga anche un servizio di regolazione per la frequenza della rete. I risultati ottenuti hanno mostrato come un sistema dimensionato solamente dal punto di vista tecnico-economico (energetico) possa risultare poco robusto e poco affidabile dal punto di vista elettrico. Inoltre, si è riscontrato che il servizio di regolazione della frequenza potenzialmente fornito dalla batteria porta ad un netto miglioramento della stabilità del sistema. L'approccio descritto nella seconda parte dell'elaborato è stato proposto nell'ottica di essere un primo step verso lo sviluppo e l'implementazione di una nuova procedura ibrida per la verifica del dimensionamento dei sistemi off-grid. Ovvero, l'obiettivo del lavoro è definibile nell'analisi del dimensionamento energetico di una microgrid e nella sua correzione al fine di tenere in considerazione la necessità di regolare (stabilizzare) le fluttuazioni di frequenza (potenza).

1 Introduzione

1.1 Accesso all'energia: contesto internazionale e isole minori

L'accesso universale all'energia rappresenta un grande traguardo ancora da raggiungere e per il quale perseguire la migrazione verso la decarbonizzazione dei modelli energetici, rinforzando la lotta ai cambiamenti climatici ed all'inquinamento locale. La fornitura di energia sicura, accessibile e moderna per tutti i cittadini è fondamentale per la riduzione della povertà e la crescita economica [1]. La National Academy of Engineering (NAE), in uno studio condotto nel 2009, ha riletto l'elettrificazione come l'invenzione del secolo scorso che più ha rivoluzionato il modo di vivere delle persone e delle società [2].

Nel 2015 l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha creato e promosso i cosiddetti obiettivi di sviluppo sostenibile (OSS): un insieme di obiettivi pensati per il futuro dello sviluppo internazionale. Essi hanno sostituito gli obiettivi di sviluppo del millennio, scaduti nel 2015, e sono validi per il periodo 2015-2030. Sono previsti 17 obiettivi e 169 target specifici [3].

Il settimo obiettivo, il quale ha lo scopo di "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni" entro il 2030, appare oggi come l'obiettivo di più difficile realizzazione. I progressi attuali non sono all'altezza dei quattro target specifici del settimo obiettivo, i quali comprendono l'accesso universale all'elettricità, nonché ai combustibili e alle tecnologie pulite per cucinare, il raddoppio del tasso di miglioramento dell'efficienza energetica e un sostanziale aumento della quota di energie rinnovabili presenti nel mix energetico globale [4].



Figura 1.1: Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (OSS) promossi dall'Organizzazione delle Nazioni Unite [3]

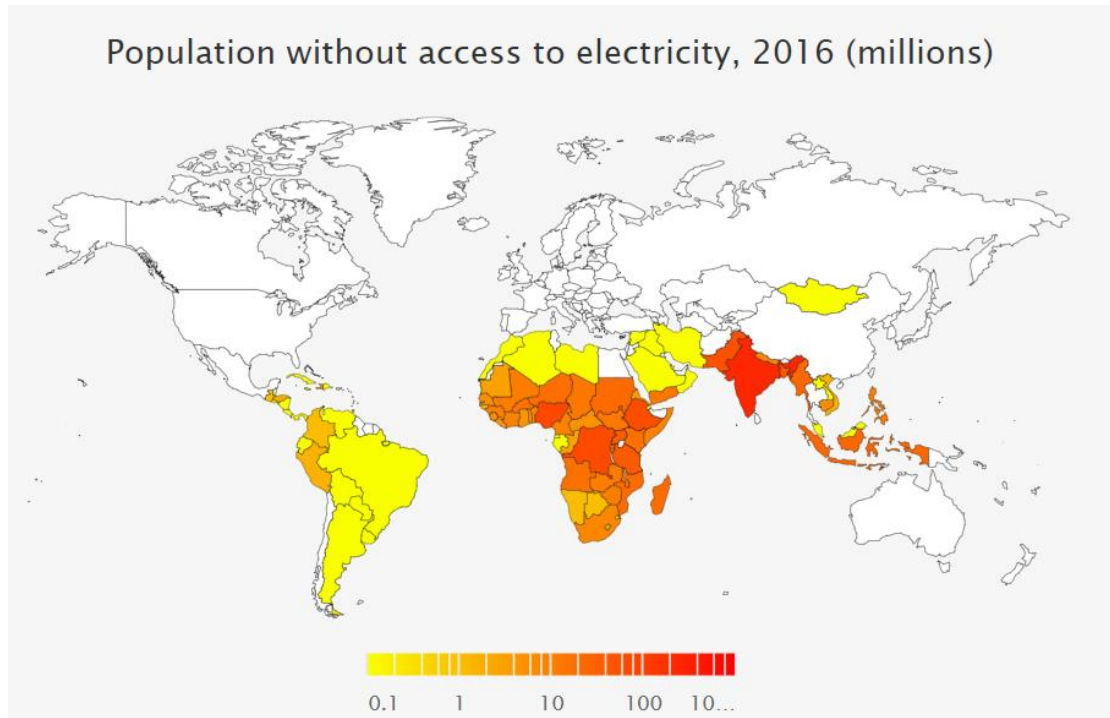


Figura 1.2: Accesso all'elettricità nei paesi emergenti, 2016

L'International Energy Agency (IEA) stima che la domanda mondiale di energia crescerà del 20 % al 2020 e del 50 % al 2035: con un tale aumento della domanda mondiale di materie prime ed energia, è evidente che un migliore sfruttamento delle risorse disponibili e delle fonti rinnovabili diventerà un tema centrale nell'immediato futuro. Per vincere la sfida energetica dei prossimi anni sarà necessario puntare sulla ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie, che catalizzeranno un ingente quantitativo di investimenti, e contestualmente realizzare una vera e propria rivoluzione nel modo di produrre e gestire l'energia.

La sfida cruciale del settore energetico di oggi è il bilanciamento tra la massimizzazione dell'accesso all'energia e la lotta al cambiamento climatico. Uno dei punti cardine per affrontare queste sfide consta nel modello di cooperazione, volto a supportare lo sviluppo delle comunità locali, a limitare le disuguaglianze socioeconomiche e ad assicurare il coinvolgimento di tutti gli stakeholder.

La maggior parte di coloro che non hanno accesso all'elettricità vive nei paesi in via di sviluppo, in particolare Asia e Africa subsahariana. L'Africa ha un terzo del consumo pro capite rispetto alla Cina, un quinto rispetto ai paesi europei e un decimo del consumo energetico americano, e questo nonostante l'Africa abbia il doppio delle risorse di gas e petrolio degli Stati Uniti. In particolare, nell'Africa subsahariana circa 600 milioni di persone vivono senza aver accesso all'elettricità e il consumo medio di elettricità pro-capite è circa 200 kWh, mentre nei paesi dell'Asia emergente arriva a 2100 kWh, 6000 kWh in Europa e più di 12800 kWh negli Stati Uniti.

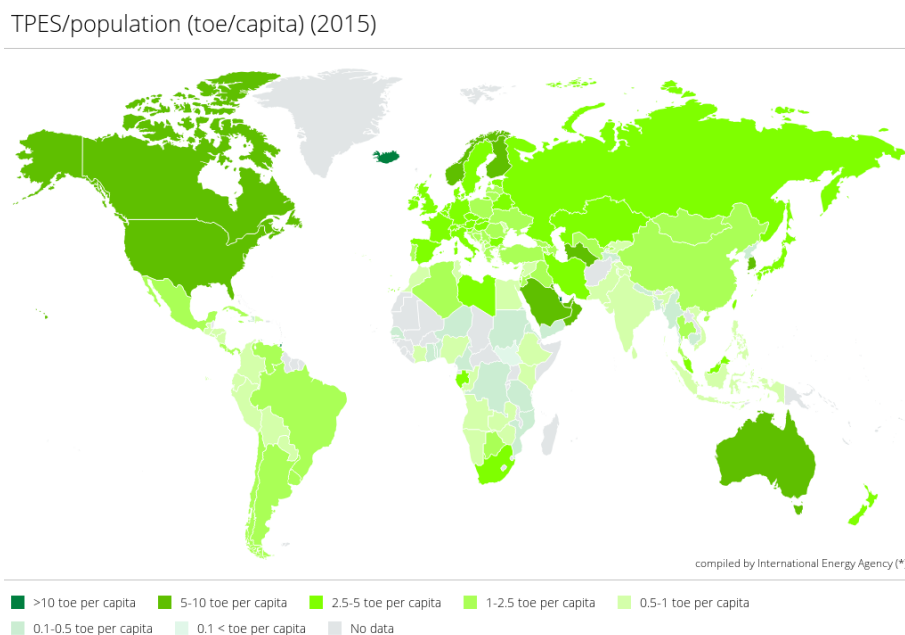


Figura 1.3: Rapporto tra consumo energetico e popolazione a livello mondiale [5]

Inoltre, negli ultimi quindici anni, sebbene la fornitura energetica primaria globale dell’Africa sia cresciuta di circa il 3 % ogni anno, per il 50 % si è fatto ricorso a biomassa tradizionale, come legno e scarti agricoli, che comportano seri rischi per la salute della popolazione, specialmente per donne e bambini. In 23 dei 42 paesi dell’Africa subsahariana, più del 75 % della popolazione usa solo biomassa per cucinare e scaldarsi. Il gas naturale ha un grande potenziale non sfruttato, coprendo solo il 14 % della domanda, considerando anche che in alcune aree è ancora soggetto a flaring, ovvero una pratica che consiste nel bruciare senza recupero energetico il gas naturale in eccesso estratto insieme al petrolio. Vale la pena riflettere sul fatto che la quantità di gas bruciato ogni anno in Africa è pari al 30 % del consumo totale di gas del continente. C’è anche un enorme spazio potenziale per le rinnovabili: l’idroelettrico produce circa l’1 % del mix energetico e le altre rinnovabili, come vento e sole, forniscono meno dell’1 %, il che le rende risorse praticamente non sfruttate.

L’accesso all’energia per tutti è inoltre essenziale per ogni aspetto della vita ed è la base per l’aumento dei redditi, del livello di sicurezza, della produzione alimentare e dell’occupazione, soprattutto nelle zone rurali e nei paesi in via di sviluppo.

Il livello di sviluppo di un paese può essere identificato tramite un opportuno indicatore: l’indice di sviluppo umano (HDI – Human Development Index). Tale indice, compreso tra 0 ed 1, è calcolato annualmente dal programma di sviluppo delle Nazioni Unite prendendo in considerazione altri tre indici principali: l’indice di aspettativa di vita, l’indice di istruzione e l’indice di reddito. Nella figura 1.5 è possibile osservare che un maggiore consumo di elettricità, e quindi un maggiore accesso all’energia, è correlato con maggiori indicatori di sviluppo e di benessere. Pertanto, in un contesto in cui la quantità totale di approvvigionamento di energia primaria (TPES – Total Primary Energy Supply) è raddoppiata negli ultimi 40 anni [6], principalmente per sostenere la crescita economica, l’accesso all’elettricità detiene un ruolo fondamentale per garantire lo sviluppo umano.

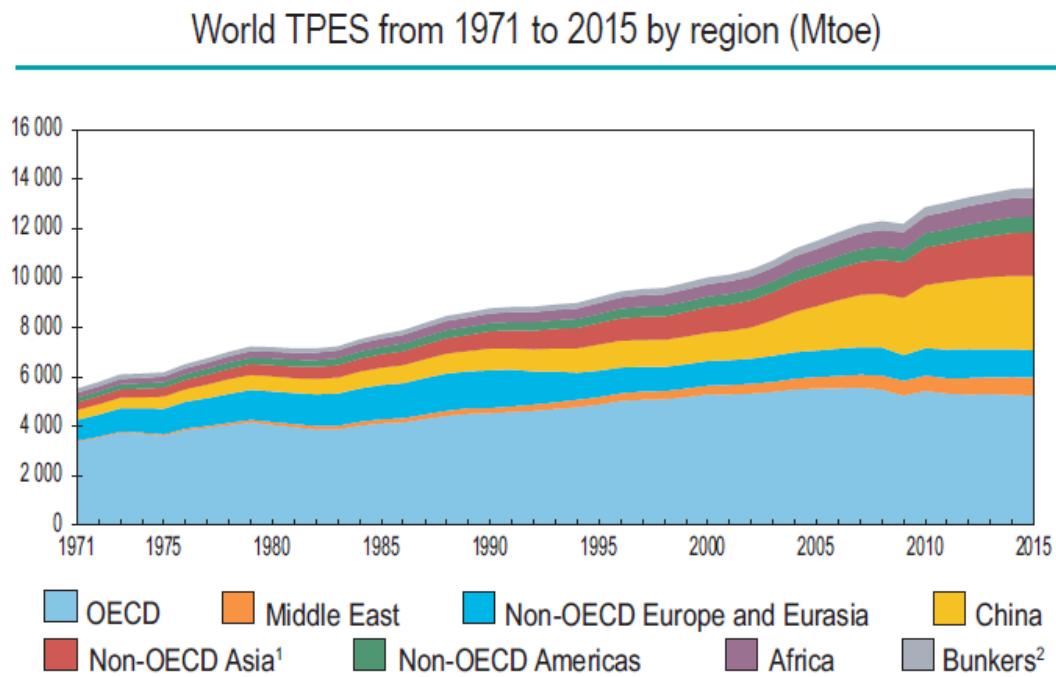


Figura 1.4: Crescita del TPES (Total Primary Energy Supply) a livello mondiale dal 1971 al 2015 per regione (Mtoe) [7]

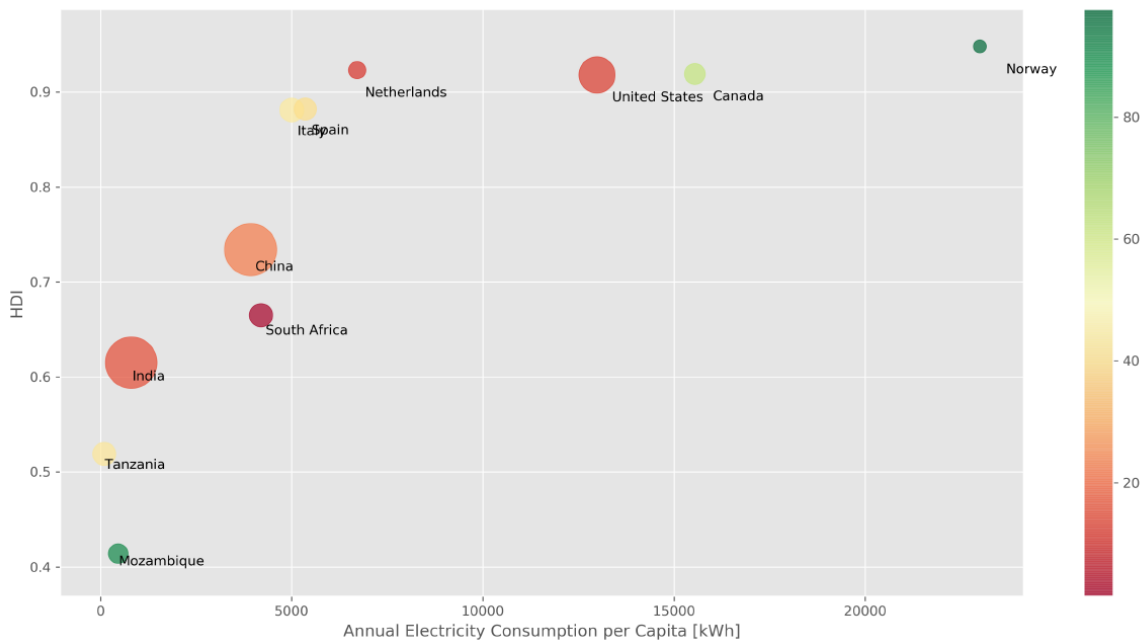


Figura 1.5: Indice di sviluppo umano (HDI) e consumo di elettricità pro-capite. Dimensione della bolla: proporzionale alla popolazione. Colore: percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mix energetico

Oltre al panorama dei paesi in via di sviluppo, l'accesso all'energia risulta un tema rilevante anche in contesti atipici come le isole. Le isole sono il laboratorio ideale per affrontare, e vincere, le sfide ambientali più urgenti e importanti che il mondo ha di fronte. Lo sviluppo di un modello energetico al 100% dipendente da fonti rinnovabili è l'obiettivo che il mondo si è impegnato a intraprendere con l'Accordo sul clima di Parigi (2015), in modo da fermare le conseguenze dovute all'aumento della temperatura del Pianeta di diversi gradi. Sulle isole questa sfida è particolarmente importante e di attualità perché può consentire di valorizzare al massimo le risorse rinnovabili disponibili per arrivare a chiudere vecchie e inquinanti centrali e, quindi, le importazioni di fonti fossili sulla terraferma. Un obiettivo da realizzare attraverso un modello energetico innovativo dove dialogano impianti solari e da altre fonti "pulite", sistemi efficienti di accumulo, smart grid e auto elettriche. Con particolare riferimento all'Italia, le isole principali, compresa l'isola D'Elba, sono interconnesse alla rete elettrica nazionale tramite dei cavi sottomarini. Tale interconnessione copre, tipicamente, solo una parte del fabbisogno energetico locale, il suo ruolo è quindi quello di fornire opportuni margini di sicurezza e di regolazione. Contrariamente, in alcuni contesti definiti "isole minori", la distanza dalla costa e il fabbisogno energetico modesto non giustificano la posa di cavi sottomarini. In tali contesti risulta importate garantire un'adeguata fornitura di energia tramite sistemi alternativi. Tale situazione, se pur atipica, conta ad oggi in Italia un numero non irrilevante di aree/isole. La figura 1.6 mostra una panoramica delle isole minori in Italia:

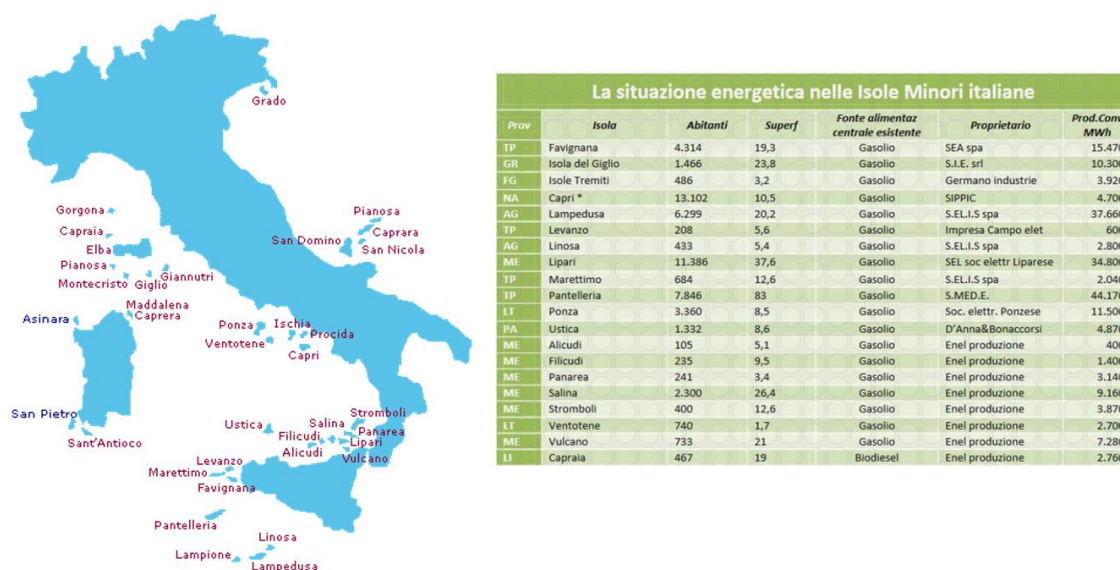


Figura 1.6: Panoramica delle isole minori in Italia

La gestione energetica nelle isole minori non interconnesse (off-grid) delinea oggi un quadro anacronistico. Malgrado su alcune isole vi siano alcuni dei potenziali di soleggiamento e ventosità più promettenti in Italia, in realtà i numeri delle installazioni di impianti da fonti rinnovabili sono tra i più bassi. La copertura dei fabbisogni di energia elettrica è garantita ancora oggi da centrali termoelettriche a gasolio, costruite in momento storico in cui tale tipologia d'impianto era l'unica fattibile, tenuto conto dei fattori ambientali e delle alternative, ma che ora risulta indifendibile perché esosa ed inquinante.

I fattori critici di questi territori, peraltro sottoposti a rigidi vincoli paesaggistici, la condizione di isolamento (caratteristica comune a tutte le aree off-grid), che può tagliare i rifornimenti per diversi giorni a causa del meteo avverso, e la forte variabilità annuale della domanda, che si impenna nei mesi estivi, comportano complicazioni nella produzione e nel dispacciamento dell'energia, in particolare per evitare oscillazioni di voltaggio e frequenza della rete e di conseguenza interruzioni (black-out). Questi motivi, spiegano, in parte, la scelta di installare generatori diesel di diverse taglie più grandi rispetto al carico medio, giustificata dalle imprese in base ad esigenze di "sicurezza del sistema". Questo modello implica però un costo operativo notevolmente più alto per garantire la continuità di servizio. Lo schema descritto coincide di fatto con un incentivo all'uso delle fonti fossili (specialmente il gasolio) che negli anni ha penalizzato e spiazzato le concorrenze delle tecnologie rinnovabili. In condizioni di parità la tecnologia pulita sarebbe non solo più conveniente economicamente, ripagandosi in pochi anni l'investimento iniziale grazie ai costi operativi virtualmente nulli, ma apporterebbe numerosi benefici collaterali alla comunità, anche in termini di equilibrio del sistema di dispacciamento, grazie al mix delle fonti che entrano in produzione in tempi diversi, agli accumulatori e a metodologie di controllo attivo dei carichi (reti intelligenti).

Numerose ricerche evidenziano come la piena elettrificazione ad energia rinnovabile sulle isole, così come dovunque, riceverebbe una grande spinta propulsiva semplicemente con la chiusura degli stanziamenti al modello convenzionale basato sul combustibile di importazione. Nuove realizzazioni e sperimentazioni in questa direzione si stanno concretizzando, in Italia, grazie a delle recenti delibere da parte di ARERA [8], l'autorità di regolazione dell'energia e delle reti del sistema elettrico italiano. Fra le sperimentazioni in essere, sicuramente interessante il caso di Ventotene (Lazio), in cui Enel sta studiando la praticabilità di una partecipazione ai servizi ancillari di rete da parte dei sistemi di accumulo al fine di migliorare la qualità del servizio elettrico anche in modo considerevole [9]. Ventotene, nell'arcipelago delle Isole Pontine, costituisce il terreno ideale per una sperimentazione di questo tipo. L'isola, non collegata alla rete elettrica nazionale, è una meta turistica il cui fabbisogno elettrico registra grandi picchi d'intensità nella stagione estiva. I motori diesel tradizionali sono costretti ad accendersi e spegnersi frequentemente, con un carico non ottimale che causa l'aumento dei consumi di carburante e peggiora l'efficienza complessiva del sistema. La batteria installata da Enel permette di immagazzinare l'elettricità prodotta in eccesso nei momenti di picco, così da evitare sprechi invernali e black-out estivi, quando l'isola è densamente popolata. Il modello sostenibile di Ventotene potrebbe essere replicato in 286 isole europee con vantaggi per l'ambiente e per oltre 10 milioni di persone che le abitano. Energeticamente autosufficienti, dotate di sistemi di generazione innovativi, sostenibili sia dal punto di vista ambientale che economico. Il futuro dell'energia parte dalle isole minori (off-grid).

1.2 Il ruolo dei sistemi off-grid

I sistemi off-grid sono la migliore soluzione per portare l'accesso all'elettricità in contesti isolati e remoti. Nonostante un'elettrificazione centralizzata potrebbe essere più efficiente dal punto di vista energetico e più redditizia nel lungo termine, le debolezze governative nell'affrontare gli enormi investimenti di capitale per la realizzazione di centrali elettriche e la costruzione di nuove reti di trasmissione/distribuzione dell'energia elettrica, hanno accelerato negli ultimi decenni la diffusione di sistemi decentralizzati off-grid.

Secondo i nuovi scenari politici dello studio “World Energy Outlook” condotto dall’International Energy Agency (IEA), i sistemi stand alone e le microgrid forniranno il 70 % della domanda di elettricità dei paesi rurali e delle aree isolate entro il 2040 [10]. Essendo in grado di operare indipendentemente dalla rete elettrica, i sistemi off-grid (e in particolare le microgrid) sono particolarmente adatti al soddisfacimento della domanda energetica di aree remote e/o rurali grazie alla generazione sicura ed affidabile di energia in loco.

Una microgrid è un insieme di carichi e sorgenti di energia che operano come un singolo sistema controllabile con lo scopo di fornire energia elettrica e calore all’area locale. Una microgrid può avere due tipi di funzionamento: autonomo (isolato, off-grid), cioè totalmente separato dal sistema di distribuzione dell’energia elettrica, o non autonomo (grid-connected), cioè in sincronizzazione con la rete elettrica. Il concetto di microgrid si basa sull’integrazione di più sorgenti di energia di diverso tipo, con diversi aspetti relativi all’interfaccia tra sorgenti e rete (compresa l’applicazione di elettronica di potenza e sistemi di controllo) e all’affidabilità. Una microgrid è gestita da un centro di controllo che monitorizza la domanda/offerta di energia e ottimizza l’utilizzo dei diversi generatori distribuiti e dei carichi.

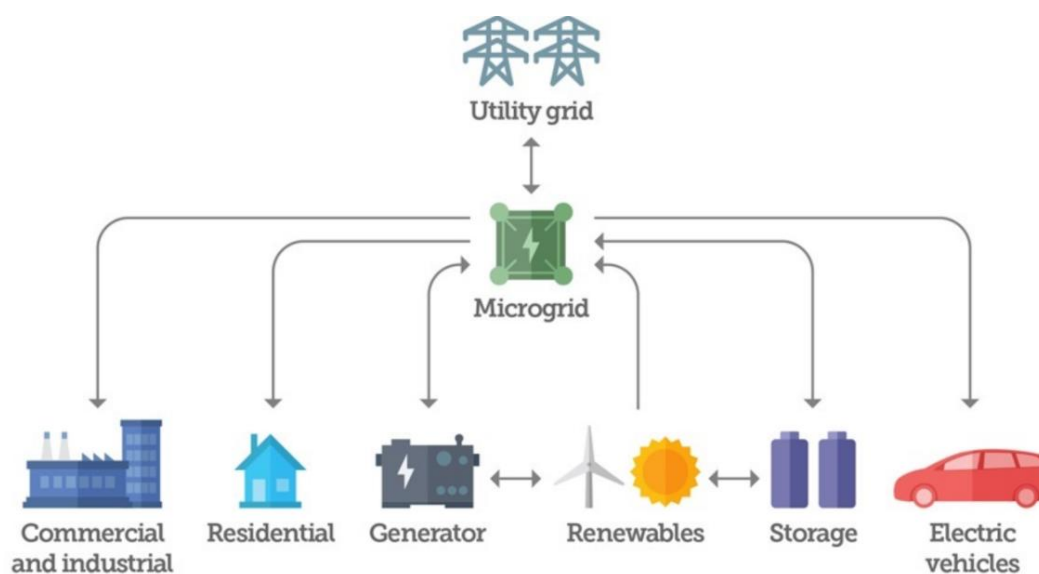


Figura 1.7: Schema generale di una microgrid

Le componenti fondamentali di una microgrid, o più in generale di un sistema off-grid, sono:

- la generazione locale (distribuita);
- il controllo dei carichi in potenza;
- l’interfaccia verso la rete principale;
- il sistema di controllo della microgrid.

Le strategie operative di una microgrid, nonché il suo controllo, possono essere drasticamente diverse da quelle dei sistemi di alimentazione convenzionali a seconda del livello di penetrazione delle sorgenti di energia rinnovabile, dei vincoli imposti dai carichi, della power quality che la microgrid deve garantire e delle eventuali strategie imposte dalla partecipazione al mercato elettrico. Le principali ragioni che portano a queste differenze di gestione rispetto ai sistemi tradizionali sono il contributo aleatorio delle fonti rinnovabili, la presenza di sorgenti che obbligano l'uso di convertitori statici, la necessità di gestire l'accumulo di energia, il mantenimento o il miglioramento del livello di affidabilità del sistema e il controllo delle connessioni/disconnessioni di sorgenti e/o carichi in caso di guasto o basso rendimento.

Una microgrid può essere progettata per raggiungere un target specifico (economico, tecnico o ambientale) attraverso il controllo in tempo reale delle varie unità. Dal punto di vista della rete esterna, una microgrid può essere considerata come un soggetto controllato, che può essere utilizzato come un unico generatore aggregato al carico e in alcuni casi può essere di supporto alla rete (supporto di tensione nei luoghi con alimentazione rurale, supporto ai servizi, ecc.). Dal punto di vista degli utilizzatori, le microgrid non solo forniscono energia termica ed energia elettrica, ma permettono il miglioramento dell'affidabilità locale, della qualità dell'alimentazione e portano alla riduzione dei costi della fornitura energetica.

Inoltre, anche nelle aree più remote ed isolate, l'energia rinnovabile sta aumentando l'accesso ai servizi energetici di base, tra cui illuminazione e comunicazioni, cucina, riscaldamento, raffrescamento, pompaggio dell'acqua ecc., generando crescita economica. I sistemi fotovoltaici domestici, le turbine eoliche, il mini/micro idroelettrico, le microgrid, i sistemi basati sulle biomasse e le pompe solari sono tecnologie che vengono comunemente impiegate nelle case, nelle scuole, negli ospedali, nell'agricoltura e nelle piccole industrie situate in aree rurali di paesi in via di sviluppo o con un basso tasso di elettrificazione. Le soluzioni rinnovabili off-grid sono ormai riconosciute come le opzioni più economiche e più sostenibili per le aree rurali in gran parte del mondo in via di sviluppo. Ciò avrà un impatto non trascurabile sullo sviluppo del mercato a lungo termine. Tali sistemi consentono la produzione di energia con costi operativi minimi, basso impatto ambientale e sono estremamente efficaci in contesti rurali dove la sostenibilità del progetto è fondamentale. Oltre ad essere tipicamente basati su fonti rinnovabili, riducendo così la dipendenza dai combustibili fossili, sono modulari e quindi possono essere adattati alle diverse esigenze energetiche, per di più sono situati vicino ai consumatori.

La sfida delle microgrid off-grid è l'integrazione di sistemi di generazione da fonti rinnovabili con generatori tradizionali e sistemi di accumulo. Questo fatto è particolarmente interessante in quanto le fonti rinnovabili sono disponibili in loco (sole, vento e in alcuni casi biomassa) e il loro utilizzo, qualora disponibili, in sostituzione di generatori tradizionali fuel-based porta a risparmi in termini di costi di acquisto e trasporto dei combustibili.

Oltretutto, sia i paesi in via di sviluppo come ad esempio l'Africa subsahariana sia le isole minori descritte nella precedente sezione, sono caratterizzati da un alto potenziale in termini di disponibilità di fonti rinnovabili, in particolare sole e vento. La figura 1.8 mostra i progressi nello sviluppo di sistemi off-grid basati sulle rinnovabili a livello mondiale:

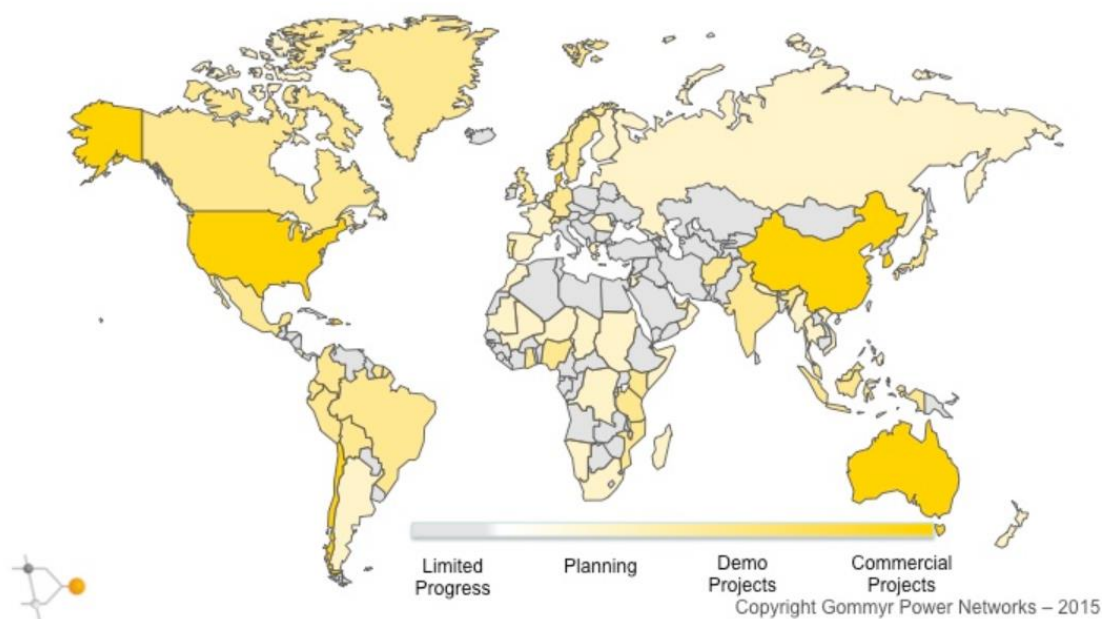


Figura 1.8: Mappa globale dei progressi rispetto allo sviluppo di sistemi off-grid basati su FER [11]

Le figure 1.9 e 1.10 mostrano la disponibilità della fonte solare ed eolica su scala globale. Come si può osservare le località dei contesti sopra discussi ben si prestano all'integrazione di tecnologie che sfruttino tali risorse, privilegiandole rispetto ai tradizionali combustibili fossili.

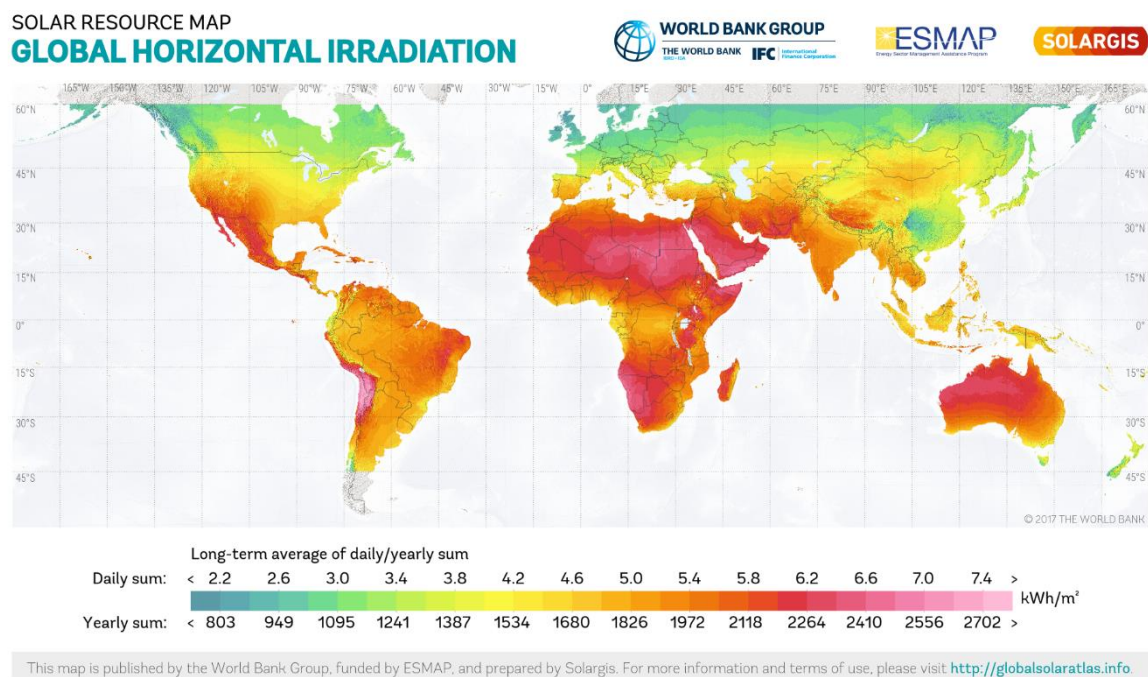


Figura 1.9: Radiazione solare globale incidente sul piano orizzontale a livello mondiale [12]

ONSHORE & OFFSHORE WIND RESOURCE MAP

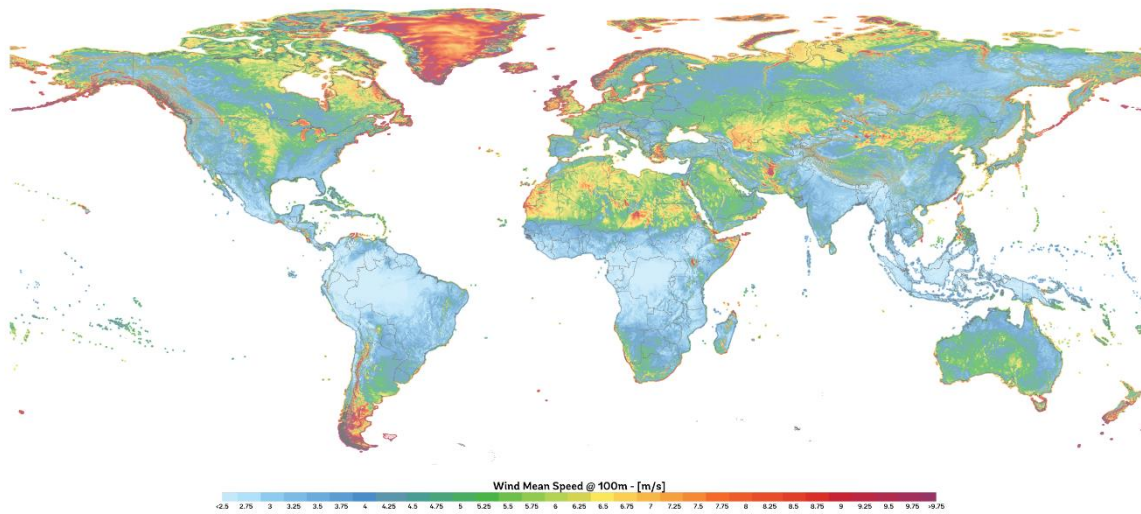
WIND SPEED



WORLD BANK GROUP

DTU Wind Energy
Department of Wind EnergyESMAP
Energy Sector Management Assistance Program

VORTEX



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by DTU and Vortex. For more information and terms of use, please visit <http://globalwindatlas.info>

Figura 1.10: Velocità media del vento alla quota di 100 m s.l.m. a livello mondiale [13]

Una microgrid potrebbe essere finalizzata a diversi obiettivi, ad esempio per aumentare l'affidabilità locale, per la riduzione dei gas serra, per i potenziali extra-profitti che potrebbero essere offerti dalla generazione oppure per altri surplus di potenza non utilizzati. Di situazione in situazione, le differenze possono essere significative e sono necessarie analisi accurate per affrontare problemi differenti. In particolare, le unità che operano in una microgrid possono appartenere a soggetti differenti con interessi diversi. Ad esempio, i gestori delle microgrid hanno tipicamente lo scopo di ottimizzare le prestazioni della rete riducendo così al minimo le perdite, il carico di rete, le variazioni di tensione e frequenza, e altro ancora.

D'altra parte, soggetti privati come ad esempio i fornitori di energia e i proprietari di generazione distribuita, che possono fornire un grande apporto di unità di generazione in una microgrid, desiderano massimizzare i loro profitti vendendo energia indipendentemente. È chiaro dunque che le microgrid rappresentano un grande vantaggio per molti aspetti.

Qualora si vogliano stimare gli effettivi benefici economici, tecnici e ambientali delle microgrid, e più in generale dei sistemi off-grid, è necessaria un'ampia fase di sperimentazione e analisi sul loro funzionamento considerando gli interessi intrecciati, e molto probabilmente in conflitto, di entità diverse. In particolare, bisogna analizzare le possibili strategie di controllo per rendere la microgrid adatta a soddisfare contemporaneamente interessi diversi. Nel caso di obiettivi conflittuali un modello di ottimizzazione combinato rappresenta la scelta più efficace. Bisogna inoltre considerare che le fonti di energia rinnovabili non hanno una produzione di energia fissa ma stocastica, cioè basata su agenti esterni (tipicamente meteorologici), e pertanto l'ottimizzazione del funzionamento delle microgrid deve essere gestita in modo appropriato.

I sistemi di accumulo, l'apporto della generazione distribuita, l'amministrazione della domanda, la produzione attraverso micro-generazioni, vengono gestiti in modo tale da considerare tutti i differenti aspetti di interesse mantenendo comunque alta la qualità del servizio a livello economico, ambientale e tecnico.

Le microgrid possono portare considerevoli benefici alla rete elettrica esistente (se funzionanti in modalità grid-connected) ma non solo, infatti i sistemi off-grid possono alimentare un insieme di utenti migliorando la qualità e la natura della fornitura e abbassando i costi derivanti dall'acquisto di energia dalla rete principale o altrove. Inoltre, hanno un impatto molto elevato ed efficace nelle zone dove la rete di distribuzione dell'energia elettrica è molto limitata o la sua costruzione è antieconomica, ovvero dove il costo di trasmissione dell'energia e di realizzazione di nuove infrastrutture è molto alto.

La figura 1.11 mostra una stima del contributo che avranno i sistemi off-grid per il raggiungimento dell'accesso all'elettricità per tutti entro il 2030 nei principali paesi in via di sviluppo quali Africa, Asia e America latina. Come si può osservare la percentuale di energia garantita dai sistemi off-grid non è assolutamente trascurabile, ed in alcuni casi è addirittura superiore rispetto a quella dell'energia fornita dalla rete elettrica principale.

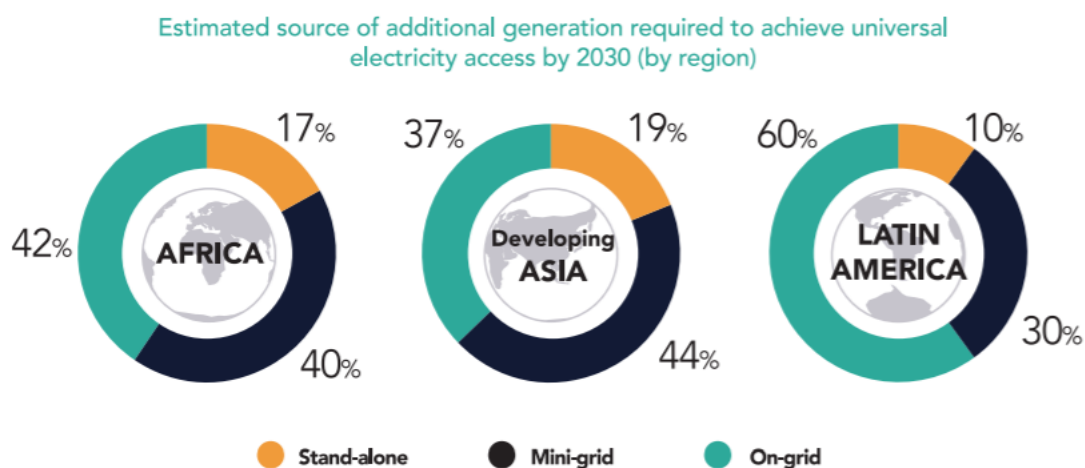


Figura 1.11: Stima del contributo di energia aggiuntivo necessario al raggiungimento dell'accesso all'elettricità universale entro il 2030 per regione e per tipologia di generazione [14]

Richiamando quanto sopra discusso, i sistemi off-grid e in particolare le microgrid, contribuiscono a integrare l'energia rinnovabile nella fornitura d'energia globale in un contesto sempre più rivolto all'attenzione verso l'impatto ambientale dei combustibili fossili. Si tratta di una considerazione importante per il mondo, poiché le comunità e le attività commerciali ricercano sempre più alternative tecnologiche affidabili e sostenibili dal punto di vista ambientale. Tali riflessioni risultano cruciali nei paesi dei mercati emergenti, la cui crescente domanda di energia affidabile e sicura impatterà sull'ambiente se non verranno adottate soluzioni "pulite".

È bene sottolineare che nonostante tutti i vantaggi sopra elencati i sistemi off-grid, talvolta, possono essere soggetti a differenti problematiche, quali:

- individuare chi ha il compito di gestire la rete e preoccuparsi di garantire la necessaria affidabilità del sistema;
- individuare chi ha il compito di decidere quali e quante unità possono stare in produzione e quali devono invece essere mantenute in riserva a causa della variabilità della domanda;
- valutare in che modo le unità di produzione possano comunicare tra loro e partecipare alla regolazione della tensione e della frequenza all'interno della rete stessa.

Nonostante ciò, come detto in precedenza, i sistemi off-grid restano la soluzione più conveniente in tutte quelle aree dove la rete di trasmissione e/o distribuzione dell'energia è carente, oppure dove la sua costruzione sia decisamente antieconomica e, più in generale, in tutti quei contesti in cui si avverte in modo particolare il peso del costo della trasmissione e della distribuzione dell'energia elettrica. Anche da tali motivazioni deriva il possibile vantaggio economico nell'adozioni di microgrid, nelle quali di solito si ottiene energia elettrica e termica a costi minori rispetto a quelli dei sistemi tradizionali. Va comunque ribadito che questa potenziale riduzione dei costi potrebbe essere completamente vanificata dalla necessità di fornire alle microgrid un livello di affidabilità comparabile con quello della rete pubblica. Per ottenere i livelli di affidabilità richiesti dalle varie utenze e far fronte alla domanda di energia in maniera competitiva anche dal punto di vista economico sarebbe infatti necessario che le unità di generazione siano non solo molteplici ma anche differenziate dal punto di vista della tipologia delle fonti di produzione (solare, eolico, celle a combustibile, generatori tradizionali ecc.).

Come si evince da quanto esposto in questa sezione i sistemi off-grid, e in particolare le microgrid in funzionamento in isola, diventeranno sempre più popolari e saranno caratterizzati da potenziali vantaggi in termini di qualità del servizio e costi dell'energia; in ogni caso è bene essere consapevoli che tali sistemi incontreranno sicuramente degli ostacoli di diversa natura (politica, economica,...) rispetto alla loro massima diffusione. È quindi auspicabile che, al fine di raggiungere il target indicato dal settimo obiettivo di sviluppo sostenibile, le strategie politiche ed energetiche dei vari paesi non trascurino lo sviluppo e l'efficientamento delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

1.3 Descrizione dell'elaborato

Con riferimento all'organizzazione dell'elaborato, nel *Capitolo 2* viene presentata in generale la tematica del dimensionamento tecnico-economico dei sistemi off-grid. Si presenta, quindi, una rigorosa revisione bibliografica dei principali software commerciali utilizzabili per tale scopo, delineandone punti di forza e criticità. Il *Capitolo 3* è dedicato alla modellazione delle risorse energetiche nei sistemi off-grid. In particolare, si è posta l'attenzione su energia solare, energia eolica e sistemi di accumulo. Dopo una breve introduzione alle risorse citate viene presentata una dettagliata revisione dei principali modelli matematici, utili a caratterizzare tali risorse, presenti nella recente letteratura scientifica. Nel *Capitolo 4* sono descritte dettagliatamente due metodologie implementate in MATLAB per la generazione di serie temporali sintetiche di radiazione solare e velocità del vento. Queste metodologie hanno l'obiettivo di fornire gli input necessari ai software di dimensionamento e pianificazione dei sistemi di energia off-grid.

Le procedure implementate si basano su metodi statistici ampiamente riconosciuti ed applicati in letteratura quali modelli ARMA/ARIMA, catene di Markov e trasformazioni di probabilità. Il *Capitolo 5* è dedicato al tema delle analisi dinamiche elettromeccaniche per i sistemi di energia; la tematica viene presentata prima in maniera generale e successivamente con particolare riferimento ai sistemi off-grid. È inoltre introdotto e descritto un potente tool utilizzabile per tali analisi: DIgSILENT PowerFactory. Nel *Capitolo 6* viene presentata l'analisi condotta su un caso studio reale: grazie ai dati relativi al fabbisogno energetico di un piccolo villaggio rurale in Tanzania è stata dimensionata, tramite un'ottimizzazione tecnico-economica, una microgrid ibrida in grado di soddisfare tale richiesta di energia. Inoltre, al fine di validare il dimensionamento e analizzare il comportamento del sistema in termini di transitori elettromeccanici, viene descritto come una microgrid ibrida può essere modellata e caratterizzata in DIgSILENT PowerFactory. I modelli utilizzati per descrivere la dinamica dei vari componenti sono dettagliatamente descritti all'interno del capitolo. Nel *Capitolo 7* sono descritte, in termini di ipotesi e configurazione, le simulazioni dinamiche nel dominio del tempo condotte sulla microgrid dimensionata. Vengono inoltre presentati e discussi i risultati ottenuti circa le modifiche e le correzioni da attuare al dimensionamento tecnico-economico (energetico). Infine, nel *Capitolo 8* sono illustrate le conclusioni del presente lavoro di tesi, assieme ad un'analisi di alcune limitazioni e dei possibili sviluppi futuri.

2 Dimensionamento tecnico-economico dei sistemi off-grid

2.1 Stato dell'arte

I sistemi off-grid svolgono un ruolo fondamentale per garantire la diffusione dell'accesso all'elettricità in contesti isolati e atipici, ovvero in tutte quelle aree in cui la rete nazionale non è disponibile o è inaffidabile. Rispetto ai sistemi di alimentazione convenzionali, la pianificazione (o planning) delle microgrid considera sistemi di taglia generalmente piccola, orizzonti temporali relativamente brevi, un minor numero di tecnologie e tempi di costruzione ridotti. Tuttavia, possibili variazioni della produzione da fonti rinnovabili e della domanda elettrica hanno effetti maggiormente negativi sulle microgrid, rispetto ai sistemi tradizionali, a causa delle dimensioni ridotte e delle minori inerzie del sistema. Ciò rende i sistemi di accumulo, e in particolare le batterie (BESS – Battery Energy Storage System), componenti essenziali per le microgrid; perciò vanno modellati e presi in considerazione nella pianificazione. Ovviamente, oltre ai sistemi di accumulo, la pianificazione di una microgrid deve prendere in considerazione l'operatività dei singoli generatori per ottenere un piano ottimale. La pianificazione della capacità di generazione (CGP – Capacity Generation Planning) è uno degli aspetti progettuali più importanti nei sistemi energetici. Lo scopo della CGP è quello di trovare il mix ottimale di generatori per tecnologia e tempo di installazione al fine di garantire una fornitura affidabile e conveniente della domanda attuale e futura del sistema. La pianificazione della capacità di generazione considera i costi di investimento, i costi di generazione, i costi operativi e i costi di manutenzione. La maggior parte delle sfide che rientrano nella CGP dei sistemi convenzionali sono intrinsecamente presenti anche nella pianificazione delle microgrid.

La letteratura scientifica offre diverse metodologie che, grazie a simulazioni accurate delle prestazioni dei sistemi off-grid nell'arco della vita utile, aiutano gli investitori a scegliere le migliori soluzioni in termini di dimensioni dei componenti e strategie di controllo.

La maggioranza dei metodi di dimensionamento, qualunque sia la tecnica impiegata, si pone l'obiettivo di cercare una combinazione ottimale in termini di costi e affidabilità del sistema. L'affidabilità del sistema è proporzionale ai costi: maggiore è l'affidabilità maggiori saranno i costi e viceversa [15]. L'affidabilità del sistema può essere quantificata con la probabilità di perdita del carico (LLP – Loss of Load Probability), che è la quota della domanda di elettricità (E_D) non soddisfatta dal sistema in un determinato periodo, che tipicamente coincide con la vita utile del sistema (LF – Life Time):

$$LLP = \frac{\sum_{t=1}^{LT} LL(t)}{\sum_{t=1}^{LT} E_D(t)} \quad (2.1)$$

dove $LL(t)$ è la perdita di carico (LL – Loss of Load), cioè il carico richiesto e non soddisfatto al generico time-step t .

Il costo del sistema è comunemente identificato tramite il costo netto attualizzato (NPC – Net Present Cost), che è definito come il valore attualizzato della somma dei costi che un sistema sostiene nel corso della sua vita utile:

$$NPC = \sum_{y=1}^{LT} \frac{Inv(y) + O\&M(y)}{(1+r)^y} \quad [€] \quad (2.2)$$

dove, per ogni anno y : $Inv(y)$ rappresenta i costi di investimento e sostituzione dei componenti del sistema, $O\&M(y)$ sono i costi operativi e di manutenzione e il fattore $(1+r)^y$ rappresenta il tasso di sconto. Tipicamente il processo di ottimizzazione presente nei metodi di planning consiste nella ricerca della combinazione di componenti e relative taglie, tale da minimizzare il NPC e soddisfare la condizione di LLP prestabilita. Un altro indicatore tecnico-economico sulla quale si basano i metodi di planning dei sistemi off-grid è il costo dell'energia "livellato" (LCoE – Levelized Cost of Energy): esso fornisce una misura del rapporto tra i costi sostenuti durante la vita e l'energia prodotta. Tale indicatore risulta particolarmente utile per confrontare i costi unitari delle diverse tecnologie sulla loro vita utile, ed è un valore di riferimento per il costo dell'elettricità che i consumatori dovrebbero affrontare [16]:

$$LCoE = \frac{r \cdot (1+r)^{LT}}{(1+r)^{LT} - 1} \cdot \frac{NPC}{(1-LLP) \cdot \sum_{t=1}^{LT} E_D(t)} \quad [€/kWh] \quad (2.3)$$

Tuttavia, la maggior parte degli strumenti e delle metodologie presenti in letteratura non prendono in considerazione aspetti importanti tipici delle zone isolate e rurali. Questi aspetti sono ad esempio le incertezze dovute alla domanda di energia variabile da parte degli utenti finali e alla aleatorietà della produzione di energia da fonti rinnovabili. Inoltre, il ruolo importante svolto dai sistemi di accumulo all'interno dei sistemi off-grid porta alla necessità di disporre di un'accurata modellazione dei BESS e di una continua evoluzione nei metodi di previsione ed evoluzione del carico. Procedure stocastiche complete, volte a cogliere le principali atipicità dei contesti rurali e ad includere la stima degli errori durante la fase di pianificazione, sono fortemente richieste per il dimensionamento di sistemi off-grid. La pianificazione di una microgrid richiede l'ottimizzazione congiunta del funzionamento e della selezione di capacità, quantità e combinazione di componenti di diverse tecnologie. Una delle principali difficoltà che il processo di pianificazione di una microgrid deve affrontare, consiste nel risolvere il modello risultante dalla combinazione della pianificazione della capacità di generazione con la gestione delle operazioni in un unico problema di ottimizzazione. Perciò, è necessario integrare i due problemi per poter ottenere decisioni di pianificazione ottimali. L'integrazione delle operazioni con la pianificazione della capacità di generazione è cruciale in quanto le fluttuazioni dinamiche delle risorse non possono essere trascurate nella pianificazione di un sistema off-grid, e più in generale di un moderno sistema energetico, in particolare in presenza di un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili e sistemi di accumulo. Le tecniche che basano la pianificazione sui dati riguardanti la domanda di picco potrebbero comportare eccessivi sovradimensionamenti dei componenti o, nel peggiore dei casi, una design completamente irrealizzabile.

Inoltre, le caratteristiche tipicamente non lineari dei componenti di una microgrid, le variabili tempo dipendenti che descrivono lo stato del sistema e la pluralità di possibili decisioni rendono il problema di planning un problema di programmazione non lineare (NLP – Nonlinear Programming). La dimensione dello spazio della possibili soluzioni e il tempo richiesto per gli studi di pianificazione rendono il problema generalmente intrattabile dal punto di vista numerico.

Per semplificare il problema tipicamente si fa ricorso a tecniche di approssimazione e decomposizione numerica. I software di planning esistenti e la maggior parte delle ricerche scientifiche si focalizzano su simulazioni che coprono un orizzonte temporale pari alla vita utile dell'impianto, in modo da approssimare i costi operativi. Ciò consente la valutazione dei costi e delle prestazioni della pianificazione oppure la valutazione di alternative differenti, le quali devono essere specificate preliminarmente dal progettista. Nonostante ciò i metodi di simulazione non garantiscono il raggiungimento di un ottimo globale, ponendo in tal modo la necessità di sviluppare e applicare dei metodi di programmazione matematica. La figura 2.1 mostra un esempio di schema a blocchi di un possibile processo di pianificazione di un sistema off-grid:

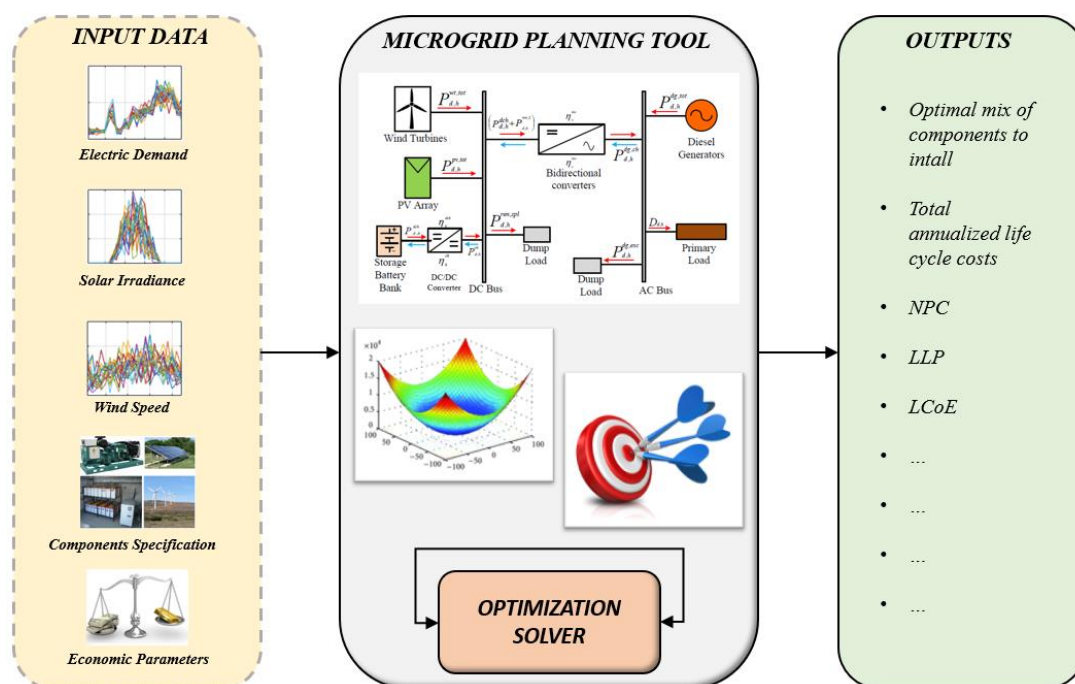


Figura 2.1: Schema concettuale di un classico processo di pianificazione energetica per un sistema off-grid

All'interno della letteratura scientifica, si possono trovare tre metodologie principali per progettare sistemi energetici off-grid [17]. Ognuna di queste richiede come input dati relativi al carico degli utenti e alla disponibilità di risorse energetiche.

Questi dati di input necessari possono variare in termini di dettaglio temporale e precisione di misurazione o stima. Tali metodologie sono:

- *Metodi di dimensionamento intuitivi*: usano relazioni algebriche semplificate per legare le richieste del carico e la disponibilità di fonti energetiche per la produzione. Utilizzano valori medi di irraggiamento solare (vale anche per altre fonti di energia) e di domanda elettrica. A causa della loro semplicità possono essere utilizzati solamente per avere una valutazione approssimativa delle dimensioni del sistema.
- *Metodi di pianificazione energetica (Energy planning)*: sono basati su simulazioni stazionarie (tipicamente con time-step orario), ottimizzazioni euristiche o analitiche e semplice modellazione dei componenti. La modellazione dei componenti può essere eseguita con diversi gradi di dettaglio. Generalmente i profili di carico e di produzione vengono considerati nella loro natura stocastica per valutare l'influenza di eventuali variazioni aleatorie sul processo di pianificazione del sistema. Le funzioni obiettivo più comuni sono basate sulla probabilità di perdita di carico (LLP) o sul costo dell'energia (LCoE). Tuttavia, sono state proposte ulteriori funzioni obiettivo come ad esempio il costo dell'energia fornita e persa (LCoSLE – Levelized Cost of Supply and Lost Energy) [15].
- *Metodi di calcolo in tempo reale (Real-time power methods)*: sono basati su simulazioni a breve termine (secondo o frazione di secondo come tipico time-step) basate su modelli circuitali dettagliati dei diversi componenti. Con questo approccio, la conoscenza del controllo della potenza elettrica e della strategia di gestione energetica deve essere ben considerata. L'approccio in tempo reale consente di modellare i dispositivi elettrici ed elettronici.

Quando i sistemi studiati sono sistemi composti da più fonti di generazione o da carichi di natura variabile, la scelta ottimale deve prendere in considerazione anche la strategia di gestione del sistema. I metodi di ottimizzazione usati convenzionalmente sono basati su: algoritmi euristici, modelli di programmazione lineare (LPM – Linear Programming Model), programmazione non lineare (NLP – Nonlinear Programming), programmazione multi obiettivo (MOP – Multi Objective Programming) e programmazione lineare multi input (MILP – Multi Input Linear Programming) [18].

2.2 Microgrid planning software

Esistono diversi software commerciali che possono essere applicati nell'ottimizzazione della progettazione di una microgrid, o più in generale dei sistemi off-grid. Il software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) [19], sviluppato nel 1993 dal laboratorio sulle energie rinnovabili statunitense (NREL – National Renewable Energy Lab) e gestito da HOMER Energy, è il riferimento standard nonché il tool maggiormente usato e riconosciuto per la pianificazione delle microgrid. In particolare, questo software può considerare tutti i tipi di sistemi come ad esempio microgrid, in funzionamento off-grid piuttosto che grid-connected, a servizio di singole abitazioni, industrie, villaggi, isole, campus o basi militari. HOMER funziona enumerando lo spazio di ricerca delle possibili soluzioni ed eseguendo diverse simulazioni atte a creare un elenco di configurazioni fattibili basandosi sul NPC. Oltre all'ottimizzazione economica, HOMER può eseguire la pianificazione del sistema minimizzando l'utilizzo di combustibili fossili o l'inerzia del sistema.

HOMER combina tre diverse funzioni di planning: simulazioni, ottimizzazione, e analisi di sensitività. Queste funzioni sono nidificate all'interno del software come mostrato in figura 2.2:

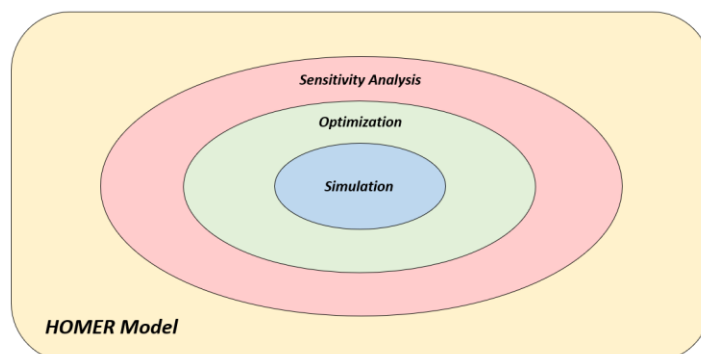


Figura 2.2: Relazione tra simulazioni, ottimizzazione e analisi di sensitività all'interno del tool HOMER

Questa interconnessione tra le varie funzioni fa sì che in HOMER, al fine di eseguire analisi di sensitività, vengano svolte diverse ottimizzazioni, che consistono a loro volta in varie simulazioni. Di seguito si riporta una breve descrizione di ogni funzione:

- *Simulazioni*: viene simulato il funzionamento della microgrid per un intero anno con time-step che variano da un minuto ad un'ora.
- *Ottimizzazione*: vengono esaminate tutte le possibili combinazioni per la soluzione del problema e vengono classificate secondo la variabile di ottimizzazione scelta.
- *Analisi di sensitività*: vengono valutati gli effetti causati dalle variazioni delle principali variabili coinvolte nel planning del sistema.

DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model) [20] è un potente e completo tool di supporto decisionale utilizzato principalmente allo scopo di trovare investimenti ottimali di generazione distribuita (DG – Distributed Generation) nel contesto di edifici o di microgrid multienergetiche. Questo modello, ampiamente accettato e proposto in letteratura, è stato sviluppato dal Berkeley Lab nel 2000. Può essere utilizzato per trovare il portfolio, il posizionamento, il dimensionamento e la gestione ottimale di una vasta gamma di risorse energetiche distribuite (DER – Distributed Energy Resource). Il modello trova gli investimenti ottimali riducendo al minimo funzioni obiettivo quali il costo energetico totale, le emissioni di CO_2 o una somma ponderata che tiene conto contemporaneamente di entrambi i criteri. DER-CAM utilizza tecniche di modellazione matematica avanzate per formulare il problema di planning come un problema di programmazione lineare (MILP). Questo consente a DER-CAM, a differenza dei modelli basati sulle simulazioni o modelli basati su formulazioni euristiche e non lineari, di trovare rapidamente soluzioni ottimali a livello globale per il problema estremamente complesso del planning di una microgrid. Uno dei principali vantaggi di DER-CAM rispetto ad HOMER è la possibilità di trovare, matematicamente o a livello globale, la soluzione ottima del problema di planning, viceversa in HOMER, ma anche in altri tool, lo spazio all'interno della quale viene ricercata la soluzione ottima è definito dall'utente; ciò potrebbe far sì che non vengano prese in considerazione soluzioni in realtà ottimali.

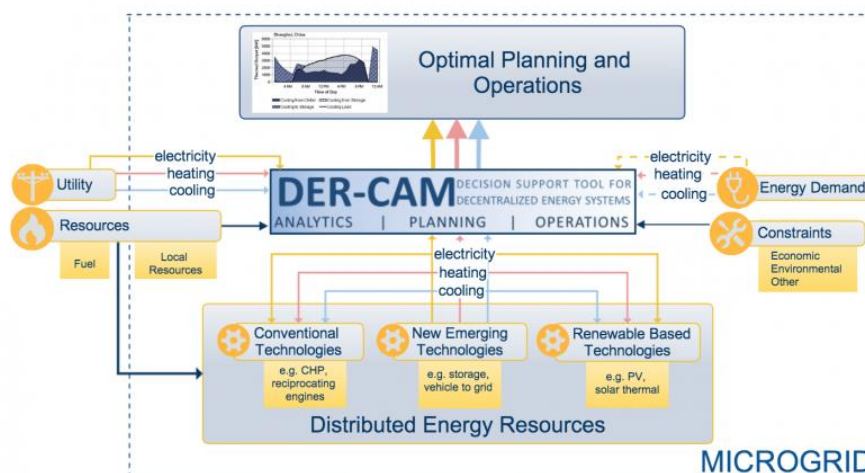


Figura 2.3: Diagramma a blocchi di DER-CAM

iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) [21] è un software sviluppato in C++ da alcuni ricercatori dell'università di Saragozza (Spagna) per la simulazione e l'ottimizzazione di sistemi ibridi stand-alone per la generazione di energia elettrica con alta penetrazione di fonti rinnovabili. Il tool può modellare sistemi con consumo di energia elettrica (DC e/o AC) e/o idrogeno, nonché il consumo di acqua da risorse naturali o precedentemente pompata in serbatoi. iHOGA può includere pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, turbine idroelettriche, generatori ausiliari (diesel o benzina), inverter, batterie (al piombo o al litio) e componenti ad idrogeno (fuel cell). Il software è caratterizzato da ottimizzazioni multi obiettivo, simulazioni con time-step che arrivano anche al minuto, analisi di sensitività e analisi di probabilità. iHOGA utilizza modelli molto dettagliati dei componenti, ottenendo simulazioni e stime del funzionamento del sistema molto precise. Inoltre, iHOGA prevede l'implementazione di modelli avanzati per stimare con precisione la durata dei sistemi di accumulo (BESS), che sono generalmente i componenti più costosi e di cui la maggior parte ha tipicamente bisogno di sostituzioni. Ciò implica che, grazie alla capacità di confrontare correttamente diverse soluzioni in termini di componenti e strategie di controllo, la stima del costo totale netto (NPC) del sistema è più realistica rispetto ad altri software. iHOGA si basa su modelli di ottimizzazione avanzati (algoritmi genetici), da cui la possibilità di ottenere una pianificazione ottimale del sistema con tempi di calcolo relativamente bassi.

Hybrid2 [22] è stato sviluppato nel 1996 dal laboratorio di ricerca sulle energie rinnovabili (RERL – Renewable Energy Research Laboratory) dell'università del Massachusetts (USA), con il supporto dal National Renewable Energy Lab (NREL). È uno strumento con un'interfaccia grafica molto intuitiva grazie alla quale poter eseguire analisi tecnico-economiche di lungo termine su un'ampia varietà di sistemi ibridi. Hybrid2 è un modello probabilistico computerizzato che utilizza dati di serie temporali per ricreare i profili di carico, velocità del vento, radiazione solare e temperatura necessari per simulare le prestazioni del sistema definito dall'utente. Variazioni della velocità del vento e della domanda sono prese in considerazione ai fini del calcolo delle prestazioni. Tuttavia, Hybrid2 non considera le fluttuazioni del sistema a breve termine (short-term fluctuations) causate da dinamiche del sistema o transitori nei componenti.

Hybrid2 è stato progettato per studiare un'ampia varietà di sistemi ibridi e può includere: tre tipi di carichi elettrici, turbine eoliche, generatori diesel, batterie di accumulo e quattro tipi di dispositivi di conversione di potenza. I sistemi possono essere modellati in corrente continua (DC) e/o alternata (AC). È possibile implementare una varietà di strategie di controllo diverse che includono ad esempio, l'interazione tra i generatori e sistemi di accumulo. Nel software è inoltre presente un'apposita sezione dedicata alle analisi economiche basata sui più comuni indicatori economici e prestazionali (LLP, NPC, LCoE). La figura 2.4 mostra lo schema a blocchi della configurazione di sistema adottata in Hybrid2:

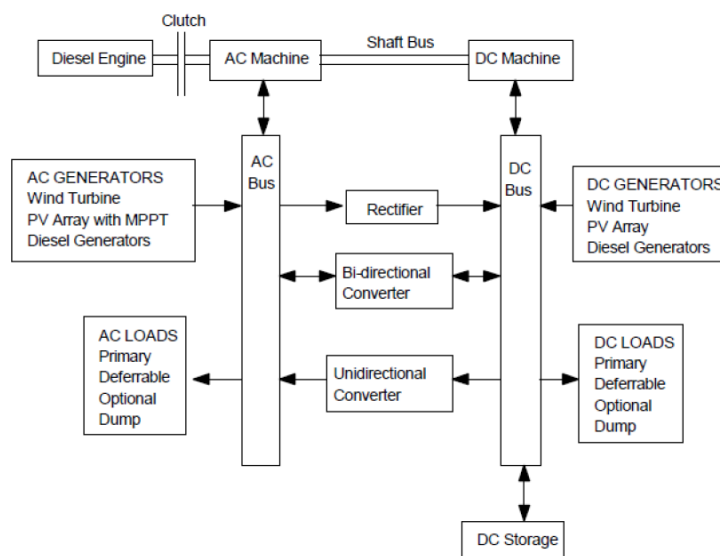


Figura 2.4: Schema a blocchi della configurazione adottata in Hybrid2

Il software TRNSYS [23], sviluppato nel 1975 dalle università del Colorado e del Wisconsin, è stato originariamente creato per studiare sistemi di riscaldamento solare passivi. Ad oggi, grazie a numerosi miglioramenti e varie revisioni, può essere utilizzato per simulazioni di impianti fotovoltaici, edifici a basso consumo energetico e sistemi energetici basati su fonti rinnovabili. TRNSYS è in grado di simulare il comportamento dei sistemi affetti da transitori. Nonostante la maggior parte delle simulazioni per le quali il software è utilizzato siano focalizzate sulla valutazione delle prestazioni di sistemi energetici, esso può essere utilizzato anche per modellare altri sistemi dinamici come il flusso del traffico o processi biologici. TRNSYS è composto da due parti: la prima è un motore (chiamato kernel) che legge ed elabora i dati di input, risolve iterativamente il sistema, determina la convergenza ed elabora grafici per le variabili di sistema; la seconda è una vasta libreria di componenti, ognuno dei quali modella le prestazioni di una parte del sistema.

È opportuno evidenziare come i diversi software commerciali ad oggi disponibili non sono solitamente in grado di modellare importanti caratteristiche tipiche dell'elettrificazione di zone isolate e remote [16]; in tali applicazioni il problema di planning di un sistema off-grid presenta le seguenti criticità:

- *Incertezze sul carico*: i dati relativi al consumo di energia in aree rurali non sono generalmente disponibili, questo perché il consumo non si verifica (ad esempio l'area non è elettrificata) oppure perché l'area non è monitorata. Conseguentemente la domanda di energia deve essere stimata sulla base di ipotesi ed indagini locali soggette a notevoli incertezze. Per questo motivo è necessario utilizzare un approccio stocastico per valutare la frequenza e la distribuzione dei diversi carichi che gli utenti potrebbero richiedere.
- *Scenari di evoluzione del carico*: il planning dei sistemi off-grid richiede un approccio sul lungo periodo per valutare correttamente il ritorno sull'investimento, il ciclo di vita delle tecnologie e l'impatto delle opere. Il pilastro fondamentale di questo tipo di approccio è il fatto che una corretta previsione della domanda nel lungo periodo potrebbe evitare una progettazione del sistema del tutto inaffidabile (sovradimensionamento o sottodimensionamento). Per di più la progettazione di sistemi inaffidabili avrebbe sicuramente impatti sociali, economici e ambientali. Anche se la domanda di energia è correttamente stimata per una condizione attuale, un sistema off-grid funziona tipicamente per diversi anni (almeno 10), di conseguenza non è corretto considerare come un'immagine statica la domanda degli utenti. Gli scenari di evoluzione del carico possono essere tracciati in diversi modi: (i) assumendo possibili tendenze dello sviluppo socioeconomico, (ii) utilizzando sondaggi a livello locale, (iii) sfruttando i pareri degli esperti, (iv) sfruttando gli studi di pianificazione energetica dei paesi [24].
- *Fonti di energia aleatorie*: i sistemi off-grid si basano tipicamente su tecnologie che sfruttano le fonti di energia rinnovabili, questo rende necessario affrontare il problema della disponibilità di dati riguardanti le risorse energetiche (principalmente sole e vento). In genere nelle zone rurali dei paesi in via di sviluppo tali dati devono essere stimati partendo dalle misurazioni delle stazioni meteo situate nelle principali città. Sono inoltre disponibili numerosi database e modelli matematico-statistici per la stima di tali risorse.

Partendo da queste considerazioni, un gruppo di ricerca afferente al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha sviluppato, all'interno del progetto E4G (Energy4Growing) [25], il software Poli.NRG [16]: un tool implementato in MATLAB finalizzato alla pianificazione ottimale di sistemi off-grid PV (Photovoltaic) + BESS. Si tratta di una procedura completa che consente di realizzare un dimensionamento robusto di sistemi off-grid grazie all'accoppiamento delle caratteristiche atipiche dei contesti rurali (in termini di risorse e carichi) con opportuni modelli dei vari componenti. Gli errori di stima vengono inclusi nella fase di progettazione. I punti di forza di questo tool rispetto ai software citati in precedenza, possono essere individuati nella capacità di compiere simulazioni ad alta risoluzione temporale (time-step di 1 minuto), nell'accurata previsione stocastica della domanda di energia e nell'opportunità di fornire soluzioni di planning ottimali anche per diversi scenari di evoluzione del carico.

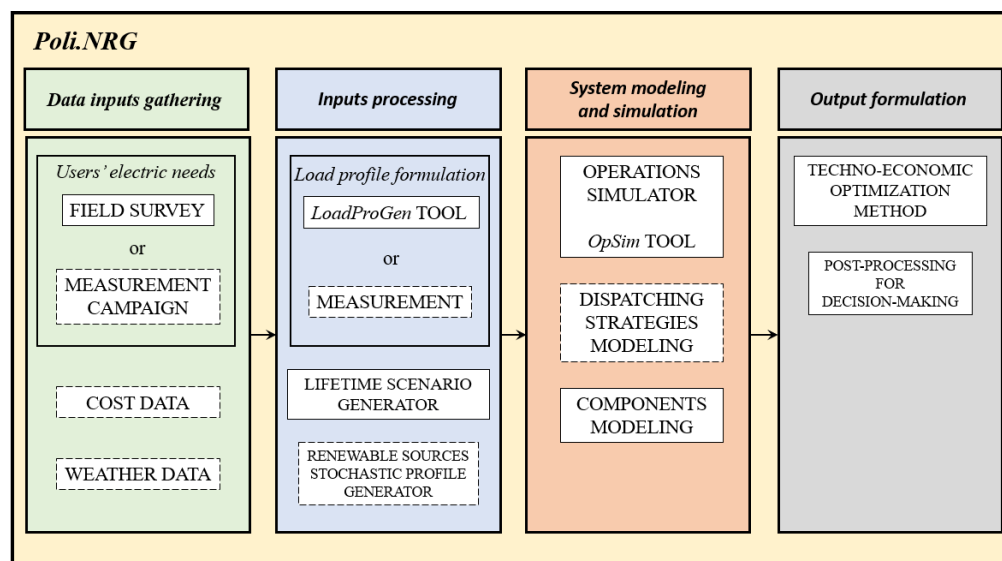


Figura 2.5: Struttura del pacchetto software Poli.NRG

2.3 Motivazioni del lavoro di tesi

Le procedure di pianificazione dei sistemi off-grid, come discusso nella sezione precedente, hanno l'obiettivo di trovare la miglior soluzione dal punto di vista tecnico-economico per il problema di dimensionamento. In particolare, le metodologie utilizzate dai vari tool ricercano la soluzione ottima, all'interno dello spazio delle possibili soluzioni, andando a minimizzare o massimizzare delle funzioni obiettivo rappresentanti, tipicamente, indicatori economici (NPC, NPV, ...) o tecnici (LLP, LCoE, ...).

I profili di produzione sono tra i principali input di cui necessitano i tool per il dimensionamento dei sistemi di energia. In mancanza di dati circa la disponibilità delle risorse energetiche, in particolare delle fonti rinnovabili, suddetti profili sono spesso sconosciuti. La sintetizzazione dei profili di produzione tramite metodi statistici permette di superare il problema della mancanza di dati in un contesto specifico. La prima parte della presente tesi ha l'obiettivo di proporre delle metodologie utili alla sintetizzazione dei profili di produzione. Particolare attenzione è stata posta sull'energia solare e sull'energia eolica.

L'aspetto fondamentale che i metodi di planning si propongono di soddisfare è quello energetico: nel medio-lungo periodo la domanda di energia elettrica degli utenti deve essere coperta dalla generazione per la maggior parte del tempo possibile e in maniera ottimale dal punto di vista tecnico-economico. Tuttavia, è bene sottolineare l'importanza di un ulteriore aspetto dello stesso problema che spesso viene trascurato dai software per il planning dei sistemi off-grid: quello elettrico. La robustezza e la sicurezza del sistema dal punto di vista elettrico non sono assolutamente peculiarità secondarie rispetto a quelle energetiche (matching tra curva di carico e di produzione). Infatti, brusche variazioni dei carichi, imprevista assenza delle fonti rinnovabili e possibili guasti, possono causare importanti e indesiderate variazioni della frequenza del sistema, delle tensioni sui carichi e delle correnti circolanti.

Le analisi sull'intervento delle protezioni in caso di guasto, sul distacco dei carichi e/o dei generatori a fronte di eventuali anomalie e il monitoraggio continuo delle principali grandezze elettriche del sistema, rappresentano uno strumento che si dovrebbe posizionare, in un'ipotetica scala gerarchica, sullo stesso livello delle procedure di pianificazione energetica.

Il secondo scopo del presente lavoro di tesi, come verrà meglio descritto nei capitoli seguenti, è quello di proporre una metodologia generale che, tramite analisi di transitori e simulazioni dinamiche nel dominio del tempo, permetta di ottenere nuovi input e vincoli da sottoporre al processo di planning di un eventuale sistema off-grid. L'integrazione di aspetti elettrici ed energetici comporta una maggiore coscienza di quello che realmente accade nel sistema che si sta progettando/pianificando, soprattutto quando si verificano eventi rari e imprevisti.

3 Modellazione delle risorse energetiche nei sistemi off-grid

Una delle principali fasi che concorrono nella progettazione di una microgrid (ma più in generale dei sistemi off-grid) è la simulazione della stessa. Lo scopo è quello di simulare il funzionamento della microgrid in una particolare configurazione, con una determinata risoluzione temporale (giorni, ore, minuti, secondi) e per un certo periodo di tempo (tipicamente per le operazioni di planning si simula un intero anno). I profili di potenza prodotta da sistemi di generazione che sfruttano le energie rinnovabili rappresentano, soprattutto per sistemi off-grid in contesti isolati e rurali, uno dei principali input per svolgimento delle simulazioni. Vi è quindi la necessità di conoscere, oltre alle specifiche tecniche dei generatori, la disponibilità delle fonti rinnovabili nel sito in cui la microgrid viene progettata (generalmente radiazione solare e velocità del vento). Spesso questi dati di input sono sconosciuti per località remote o nelle quali vi è la mancanza di sistemi di misurazione e monitoraggio delle grandezze di interesse. Tale problema può essere parzialmente risolto grazie al continuo sviluppo di vari metodi di generazione di dati a partire da una serie di ipotesi e da dati medi mensili disponibili (a differenza dei profili annuali i valori medi mensili delle principali grandezze meteorologiche sono disponibili praticamente per ogni località della Terra). Suddetti metodi trovano un grande impiego nelle procedure di planning. I modelli per la generazione sintetica hanno lo scopo di generare, partendo da un set limitato di informazioni, una quantità di dati che copra un arco temporale maggiore rispetto a quello dei dati di partenza. In questo capitolo si vuole prestare particolare attenzione alle fonti rinnovabili e alla loro disponibilità. La generazione di energia da fonti rinnovabili consente la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili, poiché vengono sfruttate risorse disponibili in loco. Pannelli fotovoltaici e turbine eoliche sono generatori cosiddetti non dispacciabili, ovvero l'energia che essi forniscono viene prodotta solamente quando la fonte primaria (sole o vento) è effettivamente disponibile e non quando viene deciso da un possibile regolatore del sistema. Inoltre, tali tecnologie sono intermittenti ed aleatorie, il che comporta la loro impossibilità ad operare in modo continuo. Il principale motivo per cui l'energia solare non è programmabile è il fatto che il sole non splende per tutte le ore del giorno in un determinato luogo, oltre al problema della copertura nuvolosa. Anche l'energia eolica è altamente intermittente in ragione della variabilità della velocità del vento e della curva di potenza tipica delle turbine eoliche.

Inoltre, l'elevata aleatorietà e la scarsa affidabilità delle fonti di energia rinnovabili rendono i sistemi di accumulo elementi di fondamentale importanza per una microgrid e più in generale per un sistema off-grid. Essi permettono di aumentare l'efficienza nell'uso dell'energia, immagazzinando energia quando c'è un eccesso di produzione (ad esempio durante il giorno nel caso dell'energia solare) e rilasciandola durante le ore di punta (ad esempio durante le ore preserali); in tal modo vengono limitate le possibili mancanze di fornitura.

I sistemi di accumulo a batteria (BESS – Battery Energy Storage System) possono promuovere la diffusione delle fonti rinnovabili in opposizione a quelle tradizionali (diesel, kerosene,...) maggiormente inquinanti, consentendo una maggiore indipendenza energetica e un maggiore sviluppo delle comunità. Le batterie rappresentano uno dei principali costi per un sistema off-grid a causa dell'elevato costo di investimento e della limitata vita utile. A causa degli inevitabili fenomeni di irreversibilità che si verificano all'interno delle celle elettrochimiche, al giorno d'oggi le batterie si deteriorano in meno di dieci anni, tempo tipicamente inferiore alla vita utile prevista per i sistemi stand alone. Il processo di planning non è perciò un compito facile: devono essere presi in considerazione sia il costo iniziale sia il costo di sostituzione delle batterie. Inoltre, i seguenti aspetti devono necessariamente essere considerati per la scelta del sistema di accumulo ottimale: la taglia e la tecnologia. Maggiore è la dimensione e il costo d'investimento delle batterie, minore sarà lo stress che le batterie subiranno durante la loro vita utile; al contrario, più le batterie sono piccole, maggiore sarà l'energia non fornita al carico. Attualmente esistono diverse tecnologie per le batterie, con diversi aspetti chimici, costi e caratteristiche operative. Le batterie al piombo (lead-acid batteries) sono ad oggi la tecnologia più matura e maggiormente diffusa nei sistemi off-grid, grazie al loro basso costo e alla grande disponibilità; le batterie al litio (lithium batteries), più costose ma più efficienti, saranno probabilmente di maggior impiego nel prossimo futuro. Di seguito, dopo una breve introduzione alle fonti citate e ai sistemi di accumulo, verranno descritti i principali modelli presenti all'interno della recente letteratura scientifica, utilizzabili per la modellazione delle suddette risorse energetiche al fine di poter caratterizzare al meglio le simulazioni dei sistemi off-grid e delle microgrid.

3.1 Energia solare

3.1.1 Introduzione

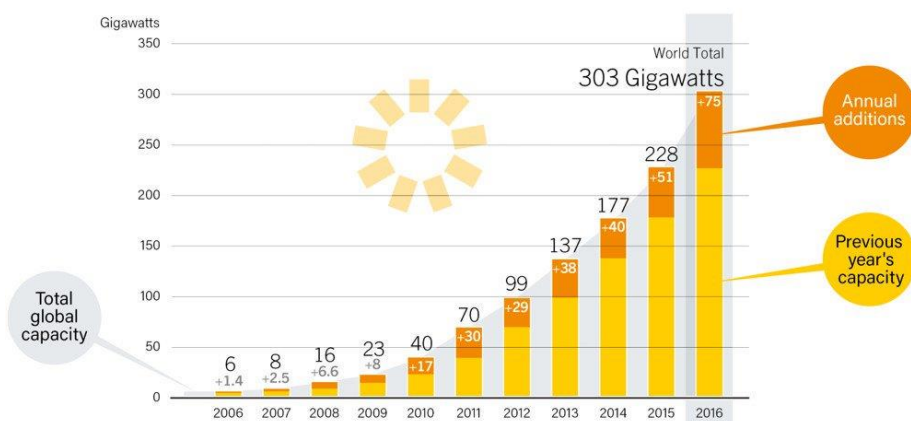
L'energia solare è la porzione di energia proveniente dal sole disponibile sulla superficie terrestre per applicazioni utili. Questa energia è gratuita, pulita e abbondante nella maggior parte dei luoghi della terra durante l'anno. L'energia solare è una delle fonti di generazione elettrica in più rapida crescita, essa viene sfruttata principalmente attraverso pannelli fotovoltaici (PV) o grazie all'utilizzo di tecnologie a concentrazione solare (CSP).

La tecnologia fotovoltaica, grazie all'utilizzo di celle elettroniche, è in grado di convertire direttamente la luce solare in energia elettrica. Il fotovoltaico è pronto a svolgere un ruolo importante nel mix di generazione elettrica globale: le installazioni possono essere combinate per fornire elettricità su larga scala, oppure disposte in piccole configurazioni adatte a mini/micro grid piuttosto che per uso personale. Il fotovoltaico integrato nelle microgrid si rivela un'opzione allettante al fine di portare l'accesso all'energia elettrica in contesti in cui non vi è un'adeguata elettrificazione.

Il costo dei pannelli fotovoltaici è diminuito drasticamente nell'ultimo decennio rendendoli non solo accessibili ma spesso la fonte di elettricità più economica [26]. I sistemi a concentrazione solare permettono di convertire l'energia solare in energia termica sfruttando la riflessione dei raggi solari, ottenuta attraverso superfici riflettenti, i quali vengono concentrati su di un ricevitore all'interno del quale scorre un fluido termovettore che, grazie all'energia ricevuta, si scalda (tipicamente evaporando) e aumenta il suo contenuto energetico.

In genere il fluido viene poi sfruttato per azionare un motore termico (solitamente una turbina a vapore) alla quale è collegato un generatore elettrico. Uno dei principali vantaggi dei sistemi a concentrazione solare rispetto a quelli fotovoltaici è che l'accumulo di calore è generalmente meno costoso, più efficiente e facilmente scalabile rispetto all'accumulo di elettricità. Tuttavia, ad oggi, il costo della produzione di energia elettrica tramite sistemi a concentrazione solare è maggiore rispetto a quello dei sistemi fotovoltaici.

Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2006-2016



REN21 Renewables 2017 Global Status Report



Figura 3.1: Crescita della potenza installata di fotovoltaico a livello mondiale [27]

La quantità di radiazione solare che arriva nella parte superiore dell'atmosfera terrestre viene chiamata radiazione solare extraterrestre. Tale quantità di energia non è costante durante l'anno a causa della variazione di energia emessa dal Sole (trascurabile) e della variazione della distanza media Sole-Terra dovuta all'eccentricità dell'orbita terrestre. Questi due fattori incidono sulla costante solare $G_{SC} = 1367 [W/m^2]$ provocandone uno scostamento del $\pm 3 \%$. La radiazione extraterrestre globale può essere calcolata con la seguente equazione:

$$G_0 = G_{SC} \cdot \left[1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot d}{365}\right) \right] \cdot (\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (3.1)$$

Come si può notare dall'equazione 3.1 la radiazione extraterrestre varia al variare del generico giorno dell'anno d (1,2,...365), della latitudine φ , della declinazione δ e dell'angolo orario ω (perciò varia anche in base all'ora del giorno). La radiazione extraterrestre globale è misurata in W/m^2 . L'integrale di G_0 nel periodo di tempo che va dall'alba al tramonto permette di ricavare l'energia complessiva che giunge al di fuori dell'atmosfera terrestre nell'arco dell'intera giornata (H_0). Essa si misura tipicamente in $J/m^2/giorno$ e si può calcolare con la formula seguente:

$$H_0 = G_{sc} \cdot \frac{24 \cdot 3600}{\pi} \cdot \left[1 + 0.033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot d}{365} \right) \right] \cdot \left(\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega_{ss} + \frac{365}{180} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta \right) \quad (3.2)$$

dove ω_{ss} rappresenta l'angolo orario al tramonto. Esso può essere calcolato risolvendo l'equazione 3.3 (la cui valenza è generale) e ponendo l'angolo di Zenith (ϑ_z) pari a 90° (condizione che si verifica al tramonto):

$$\cos \vartheta_z = \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (3.3)$$

$$\omega_{ss} = \arccos(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) \quad (3.4)$$

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre, ovvero quella davvero utilizzabile, differisce da quella extraterrestre (ed è sempre minore) a causa dei seguenti fenomeni:

- scattering, dovuto alla presenza di molecole d'aria e polvere;
- assorbimento, principalmente a causa di O_3 , H_2O e CO_2 .

Inoltre, l'influenza dell'atmosfera sulla radiazione solare extraterrestre è legata alla cosiddetta "massa d'aria" (AM – Air Mass), parametro che definisce la lunghezza del percorso che la radiazione solare compie all'interno dell'atmosfera prima di raggiungere il suolo terrestre: tanto più è grande la massa d'aria (o equivalentemente il percorso) che la radiazione deve attraversare, tanto maggiore sarà l'attenuazione della stessa. La parte di radiazione che viene deviata a causa dello scattering e in seguito raggiunge la superficie terrestre prende il nome di radiazione diffusa (G_D), quella che non subisce tale fenomeno e attraversa indenne l'atmosfera viene chiamata radiazione solare diretta (G_B). La somma di queste due componenti è la radiazione solare globale G :

$$G = G_B + G_D \quad (3.5)$$

Entrambe le componenti possono essere misurate con appositi strumenti di misura: la radiazione diretta è tipicamente misurata attraverso l'utilizzo di un piroeliometro mentre per la radiazione diffusa si usa un piranometro a banda ombreggiata.

Il piranometro è in grado di rilevare anche la radiazione solare globale G . L'indice di chiarezza (o Clearness Index), K_T , è un parametro molto importante nella descrizione della radiazione solare: è definito come il rapporto tra la radiazione solare registrata sulla superficie terrestre e la radiazione solare extraterrestre. Esso può essere definito su base oraria, giornaliera, mensile o, in linea teorica, per qualsiasi altra risoluzione. Numerosi studi riguardanti i processi di generazione sintetica della radiazione solare sono basati su tale parametro.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (3.6)$$

L'indice di chiarezza rappresenta la frazione della radiazione solare che viene trasmessa dall'atmosfera e raggiunge la superficie terrestre, è quindi una misura della chiarezza dell'atmosfera e della copertura nuvolosa. È un numero adimensionale compreso tra 0 e 1, presenta valori alti in condizioni particolarmente solive e valori bassi in condizioni di cielo nuvoloso. Modellando il K_T con opportuni modelli stocastici ed essendo la radiazione extraterrestre una variabile deterministica e nota a priori, è possibile ricavare la radiazione solare utile, ovvero quella che effettivamente raggiunge la superficie terrestre, attraverso la formula 3.7:

$$H = K_T \cdot H_0 \quad (3.7)$$

Valori tipici del K_T variano tra 0.25 per un giorno particolarmente nuvoloso a 0.75 in una giornata molto soleggiata.

3.1.2 Modelli per la sintesi di profili di generazione

Nel corso degli anni sono stati sviluppati diversi modelli per il calcolo della radiazione solare incidente in un determinato sito, partendo da relazioni empiriche fino ad arrivare a metodi computazionali. Questi ultimi, data la loro elevata complessità, risultano in molti casi poco pratici e inutilizzabili. Spesso i modelli empirici, nonostante richiedano un'elevata quantità di dati storici per determinare in modo accurato i parametri che li caratterizzano, risultano il miglio compromesso per approssimare il problema della stima della radiazione solare.

La decisione sul modello da utilizzare deve necessariamente tenere in considerazione due fattori fondamentali: la disponibilità di dati meteorologici (o di altro tipo) che il modello richiede come input e la precisione del modello. La generazione di dati meteorologici a lungo termine può essere realizzata grazie allo studio delle serie temporali. Esistono tre principali approcci per la generazione di dati a lungo termine: dati misurati, anni meteorologici tipici (TMY – Typical Meteorological Years) e serie temporali generate con metodi matematici. I dati misurati includono dati terrestri e satellitari. Sebbene forniscano le informazioni più precise, ci sono solo poche stazioni di rilevamento sulla terra con il set necessario di misurazioni, inoltre, per gli scopi sopra citati sono necessari almeno 10 anni di dati: ottenerli richiede tempo ed è costoso. I cosiddetti TMY includono in un solo anno di dati variazioni, ad esempio decennali, della grandezza considerata, sono sito dipendenti, valgono solamente per ristrette porzioni di aree geografiche ma potrebbero riprodurre accuratamente ogni singola condizione ricercata.

I metodi matematici per la generazione di serie temporali possono essere classificati in due sottogruppi: metodi stocastici (catene di Markov, modelli autoregressivi) e analisi di Fourier. Il principale vantaggio di questi metodi è che sono, in linea generale, sito indipendenti e possono essere applicati per lo studio di un qualsiasi luogo. Lo scopo di queste tecniche è quello di generare delle serie temporali che, anche se diverse dalle serie originali di dati osservati, abbiano le stesse proprietà dal punto di vista statistico, in particolare in termini di distribuzione o funzioni di correlazione e/o autocorrelazione. I metodi di generazione sintetica si differenziano dai metodi di previsione (o di forecast) in quanto vengono utilizzati per generare serie di dati a lungo termine partendo da dati scarsi e non per ottenere previsioni esatte della grandezza d'interesse nel breve periodo.

Esiste un ampio scenario di modelli matematici utili per la generazione sintetica di profili di radiazione solare. Possono essere utilizzati diversi metodi a seconda della risoluzione temporale desiderata (sub-oraria, oraria, giornaliera, mensile) piuttosto che dalla disponibilità di informazioni di input per il modello (dati meteorologici storici, medie mensili,...). Diversi modelli sono stati analizzati nel presente lavoro, una descrizione dei più importanti è riportata di seguito. Il Clearness Index (K_T) è la variabile maggiormente utilizzata nello studio della radiazione solare. In [28] gli autori hanno proposto una correlazione deterministica che consente di modellare la distribuzione del Clearness Index giornaliero (K_{Td}) all'interno del mese a partire dal valore medio mensile $\overline{K_T}$. L'idea sulla quale il lavoro è stato sviluppato suppone che il K_{Td} segua una distribuzione esponenziale all'interno del mese compresa tra un valore minimo ed uno massimo ($K_{T,min}$, $K_{T,max}$). Di seguito si riporta la correlazione proposta da Bendt [28]:

$$F(K_{Td}, \overline{K_T}) = \frac{\exp(\gamma \cdot K_{T,min}) - \exp(\gamma \cdot K_{Td})}{\exp(\gamma \cdot K_{T,min}) - \exp(\gamma \cdot K_{T,max})} \quad (3.8)$$

Il parametro γ rappresenta la forma della curva esponenziale e può essere ricavato tramite la seguente equazione proposta da Herzog [29]:

$$\gamma = -1.498 + \frac{1.184 \cdot \xi - 27.182 \cdot \exp(-1.5 \cdot \xi)}{K_{T,min} - K_{T,max}} \quad (3.9)$$

$$\xi = \frac{K_{T,min} - K_{T,max}}{K_{T,min} - \overline{K_T}} \quad (3.10)$$

La derivazione dell'equazione 3.8 deriva dalla teoria di Bouger-Lambert sull'assorbimento delle radiazioni [30]: il passaggio della radiazione solare attraverso un mezzo omogeneo produce una distribuzione esponenziale del Clearness Index se il coefficiente di estinzione del mezzo può essere considerato una variabile con una distribuzione lineare compresa tra un valore massimo (diverso da ∞) e uno minimo (maggiore di 0). In [28] viene suggerito di utilizzare i seguenti valori: 0.05 per $K_{T,min}$ e 0.864 per $K_{T,max}$. Come si può notare tali valori sono costanti e sito indipendenti. È bene sottolineare che l'equazione 3.8 fornisce la distribuzione dei valori del K_{Td} all'interno del mese, ordinati dal valore minimo a quello massimo e non, come si potrebbe erroneamente pensare, una possibile sequenza stocastica dei valori assunti dal Clearness Index giornaliero all'interno del generico mese. Continuando il lavoro di Bendt, Hollands e Huget [31] hanno correlato il valore del $K_{T,max}$ con quello del $\overline{K_T}$ attraverso la seguente relazione:

$$K_{T,max} = 0.6313 + 0.267 \cdot \overline{K_T} - 11.9 \cdot (\overline{K_T} - 0.75)^8 \quad (3.11)$$

Recentemente è stata proposta un'ulteriore formula per il calcolo del $K_{T,max}$ [32]:

$$K_{T,max} = 0.51585 + 0.34847 \cdot \overline{K_T} + 2.302810^{-4} \cdot \delta + 3.410810^{-4} \cdot \varphi - 9.570910^{-6} \cdot z \quad (3.12)$$

dove δ rappresenta la declinazione media mensile, φ la latitudine della località considerata e z l'altezza sul livello del mare. L'equazione 3.12 introduce una dipendenza dal sito oggetto di studio e migliora la precisione del modello. La figura 3.2 mostra le curve rappresentanti la distribuzione del K_{Td} al variare del $\overline{K_T}$ secondo la correlazione di Bendt:

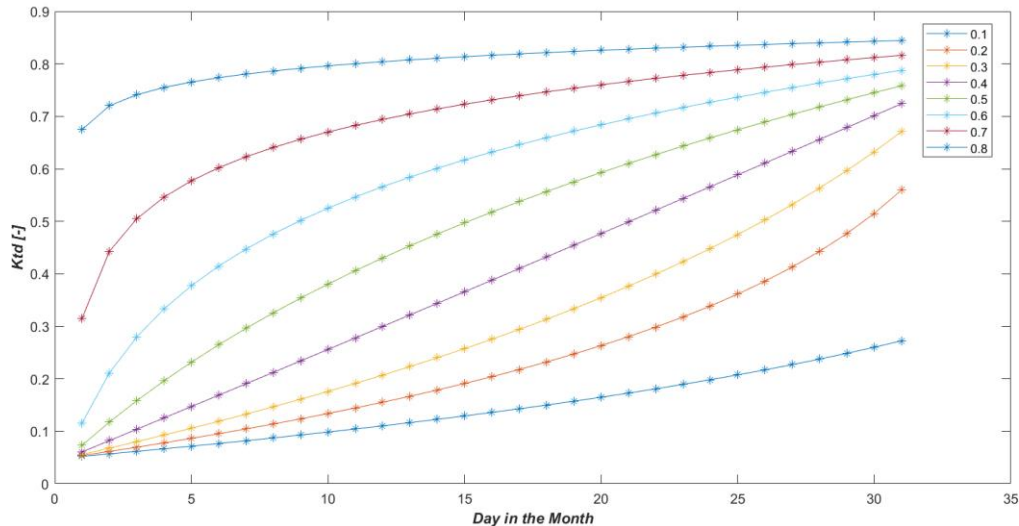


Figura 3.2: Distribuzione del K_{Td} al variare del $\overline{K_T}$ secondo la correlazione di Bendt [28]

Per generare una sequenza stocastica di valori di K_{Td} partendo da quelli ordinati trovati con il modello di Bendt si possono utilizzare i modelli autoregressivi (ARMA/ARIMA) [33]. I modelli autoregressivi sono una classe di modelli stocastici molto affermata nello studio della radiazione solare [34]. Boland [35] dimostrò, in un famoso studio sull'analisi di diverse variabili climatiche mediante le serie temporali, che i residui della radiazione solare, intesa come serie temporale alla quale vengono tolte la componente media e quella ciclica, possono essere rappresentati con un modello AR(1). Le catene di Markov sono un'altra classe di modelli matematici ampiamente utilizzati in tale ambito. In [36] è stato proposto, tramite l'utilizzo delle matrici di transizione di stato di Markov, un metodo per la generazione di profili sintetici di radiazione solare ad alta risoluzione (1-min) partendo dal Clearness Index giornaliero.

I processi di Markov sono stati utilizzati anche per lo studio della generazione di serie sintetiche per la radiazione solare oraria [37] [38]. Di seguito si riporta una breve descrizione dei modelli sopra citati in quanto utilizzati nel presente lavoro di tesi per la generazione sintetica di dati relativi alla radiazione solare.

Modelli ARMA/ARIMA

Un processo stocastico $\{y_t\}$ (o una serie temporale) si dice generato da un modello autoregressivo a media mobile di ordine (p, q) , abbreviato in $ARMA(p, q)$, quando è definito dalla seguente equazione:

$$y_t = c + \phi_1 \cdot y_{t-1} + \dots + \phi_p \cdot y_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \cdot \varepsilon_{t-q} \quad (3.13)$$

in cui:

- c è una costante;
- i termini rappresentati con ε sono dei disturbi che seguono un processo di rumore bianco (*white noise*): $\varepsilon \sim WN(0, \sigma_\varepsilon^2)$;
- i parametri ϕ pesano i valori passati di y ;
- i parametri θ pesano i valori passati dei disturbi ε .

Un caso particolare di modello ARMA è quello in cui un fenomeno stocastico viene descritto solamente in funzione dei suoi valori passati. Tale modello viene detto autoregressivo: $ARMA(p, 0)$ oppure $AR(p)$. L'equazione caratteristica è la seguente:

$$y_t = c + \phi_1 \cdot y_{t-1} + \dots + \phi_p \cdot y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (3.14)$$

Nel caso in cui lo stesso processo sia invece espresso solamente tramite dei termini di disturbo, tale modello viene detto a media mobile: $ARMA(0, q)$ oppure $MA(q)$. L'equazione che esprime il processo è la seguente:

$$y_t = c + \varepsilon_t + \theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \cdot \varepsilon_{t-q} \quad (3.15)$$

I modelli sopra descritti possono essere utilizzati per lo studio delle serie temporali stazionarie. Un processo stocastico è stazionario se la media e la varianza sono costanti nel tempo e se le funzioni di covarianza e autocorrelazione dipendono solo dalla distanza nel tempo tra le variabili coinvolte. In letteratura esistono diversi test statistici per verificare se una serie temporale è stazionaria: *Unit Root Test*, *Dickey Fuller Test*, *Elliott-Rothenberg-Stock Test*, *Schmidt-Phillips Test*, *Phillips-Perron (PP) Test*, *Zivot-Andrews Test*. Molti di questi sono implementati e disponibili per diversi ambienti di programmazione come ad esempio MATLAB. Qualora si voglia studiare una serie temporale non stazionaria con i modelli ARMA è necessario renderla stazionaria. Il primo passo è l'identificazione di una qualsiasi trasformazione (logaritmo, elevamento a potenza,...) che possa rendere stazionaria la serie. Nel caso in cui tale trasformazione non esista o non sia di facile individuazione si può differenziare la serie fino ad ottenerne una che sia stazionaria. Indicando con Y una generica serie temporale non stazionaria e con Y' , Y'' , ..., Y^n le serie derivanti dal processo di differenziazione, una volta raggiunta la stazionarietà si può applicare il modello ARMA. Nei casi come quello appena descritto il modello viene detto autoregressivo integrato a media mobile di ordine (p, d, q) , oppure $ARIMA(p, d, q)$, dove d rappresenta il numero di differenziazioni che son state compiute sulla serie di partenza per renderla stazionaria. L'equazione che descrive un modello $ARIMA(p, d, q)$ è la 3.13 dove y_t è la serie temporale stazionaria. Tipicamente il grado di differenziazione d è compreso tra 0 e 2. Inoltre, generalmente, vale la seguente relazione: $p + q \leq 3$. Prima di poter usare un modello, esso va calibrato: si deve stabilire l'ordine del modello ARIMA, ovvero determinare p , d e q e si deve trovare il valore ottimale dei parametri c , ϕ e θ . Diverse tecniche qualitative e quantitative possono essere utilizzate per la calibrazione dei modelli autoregressivi.

Infine, è sempre necessario convalidare i risultati ottenuti conducendo un'analisi sulla distribuzione statistica dei dati generati e sui residui del modello.

Modello di Markov

Si definisce processo stocastico markoviano (o di Markov) un processo aleatorio in cui la probabilità di transizione ad un determinato stato del sistema dipende solo dagli n stati precedentemente assunti dal sistema (proprietà di Markov); n prende il nome di ordine del processo e può essere determinato studiando le proprietà della serie temporale che si vuole modellare.

Una catena di Markov è un processo di Markov con spazio degli stati discreto, quindi è un processo stocastico in cui gli stati assumibili dal sistema sono definiti all'interno di uno spazio discreto. Lo spazio degli stati può essere finito o infinito numerabile. Nel primo caso si parla di catena di Markov a stati finiti. Una catena di Markov può essere tempo-continua o tempo-discreta a seconda dell'insieme di appartenenza della variabile tempo (continuo o discreto). Un processo di Markov $(X_t, t = 1, 2, \dots)$ che può assumere m stati $(1, 2, \dots, m)$ si dice essere nello stato j al tempo t se $X_t = j$. In un processo di Markov del primo ordine, supposto che il sistema fosse nello stato i al tempo $t-1$, la probabilità che sia nello stato j al tempo t (P_{ij}) è data dalla seguente espressione:

$$P_{ij} = P(X_t = j | X_{t-1} = i, X_{t-2} = i_{t-2}, \dots, X_0 = i_0) = P(X_t = j | X_{t-1} = i) \quad (3.16)$$

In questo caso, la probabilità di transizione dallo stato i allo stato j è indipendente dagli stati assunti dal sistema al tempo $t-2$, $t-3$ e via dicendo. Questa proprietà è nota come assenza di memoria dei processi stocastici markoviani. In un processo di Markov di ordine n , la probabilità che il sistema sia in un particolare stato al tempo t dipende non solo dallo stato al tempo $t-1$ ma anche dagli stati assunti ai tempi $t-2$, $t-3 \dots t-n$. Ad esempio, in un processo di Markov del secondo ordine, la probabilità che il sistema sia nello stato k al tempo t , supposto che fosse nello stato j al tempo $t-1$ e nello stato i al tempo $t-2$ è data da:

$$P_{ijk} = P(X_t = k | X_{t-1} = j, X_{t-2} = i) \quad (3.17)$$

La matrice di transizione di stato (MTM – Markov Transition Matrix) \mathbf{P}^n contiene le probabilità di transizione da uno stato all'altro per un processo di Markov di ordine n . Per un processo che può assumere m stati, la MTM del primo ordine è così rappresentata:

$$\mathbf{P}^1 = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\ P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{m1} & P_{m2} & \dots & P_{mm} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Mentre la matrice di transizione di stato del primo ordine è una matrice quadrata $m \times m$, la matrice di transizione di stato del secondo ordine:

$$\mathbf{P}^2 = \begin{bmatrix} P_{111} & P_{112} & \cdots & P_{11m} \\ P_{121} & P_{122} & \cdots & P_{12m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{211} & P_{212} & \cdots & P_{21m} \\ P_{221} & P_{222} & \cdots & P_{22m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{mm1} & P_{mm2} & \cdots & P_{mmm} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

è una matrice $m^2 \times m$. La matrice di transizione di stato di un processo markoviano di ordine n sarà del tipo $m^n \times m$. Dato un certo set di osservazioni, la probabilità di transizione dallo stato i allo stato j può essere calcolata contando il numero di volte che la sequenza di stati ij si verifica e dividendo tale conta per il numero di volte che lo stato i è osservato:

$$P_{ij} = \frac{f_{ij}}{f_i} \quad (3.20)$$

Per un processo del secondo ordine, la probabilità di passare allo stato k successivamente all'osservazione degli stati i e j può essere determinata contando il numero di volte che la sequenza ijk si verifica e dividendo per il numero di volte che si osserva la sequenza ij :

$$P_{ijk} = \frac{f_{ijk}}{f_{ij}} \quad (3.21)$$

Il concetto alla base dell'uso di una MTM di ordine n per la generazione sintetica di dati è che l'osservazione all'istante di tempo t dipende esclusivamente dalle n osservazioni precedenti. La distribuzione di probabilità dell'osservazione al tempo t si trova nella riga della MTM corrispondente alle n osservazioni precedenti. Tale riga rappresenta il vettore di distribuzione di probabilità $P(t)$ dell'osservazione al tempo t . $F(t)$ è il corrispondente vettore di distribuzione cumulata:

$$F_h(t) = \sum_{i=1}^h P_i(t) \quad (3.22)$$

dove $P_i(t)$ è l'elemento i -esimo di $P(t)$ e $F_h(t)$ è l'elemento h -esimo di $F(t)$. Il generico stato X_t può quindi essere generato estraendo un numero casuale r da una distribuzione uniforme $[0, 1]$ e mappandolo su $F(t)$: se $F_{i-l}(t) < r \leq F_i(t)$ allora $X_t = i$. Assumendo che la curva di distribuzione cumulata sia lineare tra lo stato $i-l$ e i , il nuovo valore sintetico può essere generato con la seguente formula, dove m indica il numero di stati assumibili dal processo:

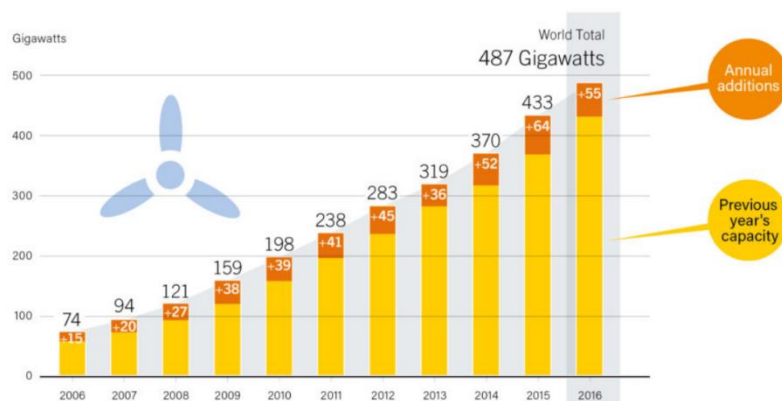
$$X_s = \frac{1}{m} \cdot \left\{ (i-1) + \frac{r - F_{i-l}(t)}{F_i(t) - F_{i-l}(t)} \right\} \quad (3.23)$$

3.2 Energia eolica

3.2.1 Introduzione

La crescente domanda di energia a livello mondiale, l'aumento della preoccupazione rispetto tematiche ambientali e il rapido esaurimento delle riserve di combustibili fossili hanno guidato le strategie politiche ed energetiche verso la ricerca di fonti di energia alternative: il vento è una di queste potenziali fonti. Il vento è una forma di energia solare. I venti sono causati dal riscaldamento non omogeneo dell'atmosfera da parte del sole, dall'irregolarità della superficie terrestre e dalla rotazione della terra. L'energia eolica è l'energia del vento, ovvero l'energia cinetica di una massa d'aria in movimento. È possibile sfruttare questa energia grazie all'utilizzo di turbine eoliche che, convertendo l'energia cinetica del vento in energia meccanica, producono energia elettrica. Con quasi 500 GW di potenza installati su tutto il pianeta l'energia eolica è diventata una delle principali fonti di energia rinnovabili nel mondo [39]. Solo nel 2016 sono stati investiti nell'eolico 112.5 miliardi di dollari e il settore ha dato lavoro a 1.2 milioni di persone. Questi numeri fanno sì che l'industria del vento sia tra i settori che stanno crescendo più rapidamente a livello mondiale. Tale crescita è mostrata nella figura 3.6.

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2006-2016



REN21 Renewables 2017 Global Status Report



Figura 3.3: Crescita della potenza eolica installata a livello mondiale [27]

L'energia eolica viene sfruttata attraverso molteplici applicazioni: minieolico e microeolico, eolico d'alta quota, parchi eolici on-shore, near-shore e off-shore. La produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento può essere altamente variabile su diverse scale temporali: oraria, giornaliera o stagionale. Poiché la generazione istantanea di energia elettrica e i consumi devono rimanere in equilibrio per mantenere la stabilità della rete, questa variabilità può presentare difficoltà considerevoli nell'integrazione di grandi quantità di energia eolica in sistemi strutturati. Tali difficoltà vengono parzialmente a mancare nei casi in cui la generazione eolica venga integrata in sistemi off-grid.

Altra importante caratteristica dell'energia eolica è che tende ad essere complementare a quella solare. Le zone ad alta pressione tendono a portare cielo sereno e bassi venti, mentre le aree di bassa pressione tendono ad essere più nuvolose e più ventose; ad esempio, su scale temporali stagionali, si registrano picchi di energia solare in estate, mentre in molte zone l'energia eolica è più bassa in estate e più alta nella stagione invernale.

3.2.2 Modelli per la sintesi di profili di generazione

La disponibilità di dati riguardanti la velocità del vento è molto importante per stimare con precisione la produzione di energia di una singola turbina eolica o di un parco eolico. Questi dati sono indispensabili anche per la progettazione e la pianificazione di sistemi ibridi off-grid, dal momento che il loro dimensionamento è fortemente influenzato dal disallineamento tra la curva di produzione e il profilo di carico. La generazione di serie sintetiche per la velocità del vento è un problema che tradizionalmente è stato affrontato mediante l'utilizzo di diversi metodi e modelli che possono essere classificati come fisici o statistici, a seconda dei dati di input richiesti. I modelli fisici prendono in considerazione diversi fattori tra cui ostacoli, pressione, temperatura, rugosità della superficie locale ed effetti orografici. I metodi fisici, poiché coinvolgono molti parametri, sono generalmente molto complessi e caratterizzati da un grande numero di variabili di input richieste. Il loro vantaggio principale è la precisione, ma gli svantaggi sono l'alta complessità e la difficile reperibilità dei dati di input. I metodi statistici sono basati su modelli che stabiliscono delle relazioni tra parametri statistici e dati sulla velocità del vento. Rispetto ai metodi fisici, i metodi statistici sono generalmente più semplici e forniscono risultati accurati con un minore sforzo dal punto di vista computazionale [40]. I metodi statistici sono tipicamente basati su modelli probabilistici e stocastici sviluppati per la generazione sintetica di serie temporali di velocità del vento.

Nell'approccio probabilistico vengono utilizzate opportune distribuzioni di probabilità (Weibull, Rayleigh, Gumbel) per generare numeri casuali indipendenti e identicamente distribuiti [41] [42] [43] [44]. La distribuzione di Weibull è la più utilizzata e affermata nel campo scientifico. Tale distribuzione rispecchia fedelmente la distribuzione effettiva della velocità del vento in un dato luogo. La funzione di densità di probabilità (PDF – Probability Density Function) della distribuzione di Weibull è data dalla seguente equazione:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.24)$$

dove v è la velocità del vento [m/s], k è il fattore di forma (adimensionale) e c è il fattore di scala [m/s]. Quando k è uguale a 2, si ottiene un'altra comune distribuzione statistica usata per lo studio della velocità del vento: la distribuzione di Rayleigh. Quest'ultima è stata utilizzata in diversi studi condotti dall'IEC (International Electrotechnical Commission) sull'energia eolica [45]. La funzione di ripartizione o funzione di distribuzione cumulativa (CDF – Cumulative Distribution Function) viene espressa con la seguente formula:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.25)$$

La figura 3.4 mostra le tipiche curve della distribuzione di Weibull (PDF) per diversi valori del fattore di forma (k) e di scala (c):

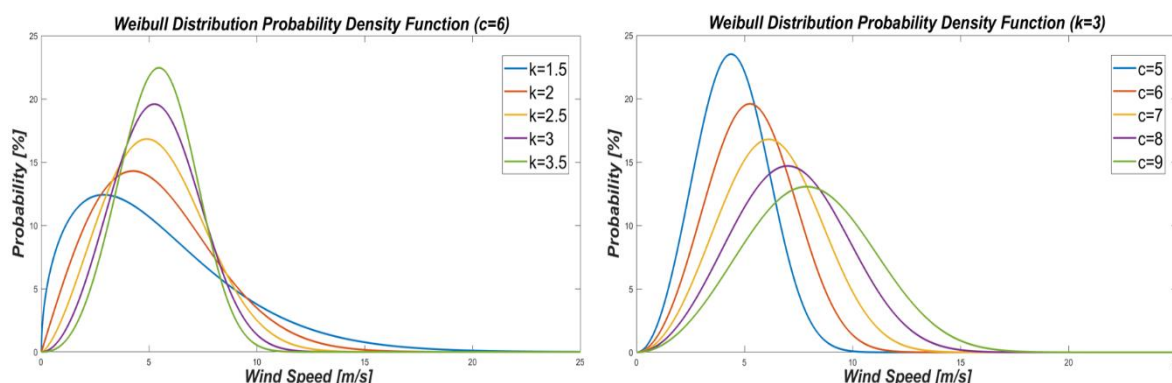


Figura 3.4: Curve della distribuzione di Weibull per diversi valori del fattore di forma (k) e di scala (c)

Per completare la caratterizzazione della distribuzione del vento in un determinato sito è necessario stimare il valore dei parametri k e c della distribuzione di Weibull. Esistono diversi metodi proposti in letteratura per la valutazione dei due fattori, i più famosi sono sinteticamente presentati di seguito [46]:

Metodo empirico

Il metodo empirico è una soluzione pratica e diretta che necessita solamente della velocità media del vento, \bar{v} , e della deviazione standard dei dati di velocità, σ . I parametri della distribuzione di Weibull sono stimati tramite le seguenti equazioni:

$$k = (\sigma/\bar{v})^{-1.086} \quad (3.26)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (3.27)$$

dove $\Gamma(x)$ è la funzione Gamma.

Metodo del momento

Partendo dall'equazione 3.24, la velocità media del vento e la deviazione standard dei dati di velocità possono essere calcolate con le seguenti equazioni:

$$\bar{v} = c \cdot \Gamma(1 + 1/k) \quad (3.28)$$

$$\sigma = c \cdot \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{0.5} \quad (3.29)$$

Dividendo il quadrato dell'equazione 3.28 per il quadrato dell'equazione 3.29 si ottiene l'equazione 3.30:

$$\frac{\bar{v}^2}{\sigma^2} = \frac{\left\{ \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right\}^2}{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (3.30)$$

Il fattore di forma (k) può essere calcolato risolvendo l'equazione implicita 3.30 con metodi iterativi. Dopodiché, noto k , il fattore di scala (c) può essere ricavato mediante l'equazione 3.27.

Metodo grafico

Il metodo grafico si basa sull'utilizzo di una retta di regressione lineare ai minimi quadrati. Attraverso una doppia trasformazione logaritmica sull'equazione 3.25 si ottiene una nuova equazione di regressione lineare:

$$\ln\{-\ln[1 - F(v)]\} = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c) \quad (3.31)$$

Ponendo $\ln(v)$ sull'asse delle x e $\ln\{-\ln[1 - F(v)]\}$ sull'asse delle y , è possibile disporre su tale grafico i dati di velocità del vento e calcolare la retta di regressione lineare ai minimi quadrati. Il fattore di forma (k) è il coefficiente angolare della rette di regressione mentre il fattore di scala (c) è ricavato dall'intercetta della retta sull'asse delle y .

Metodo del fattore energetico

Questo metodo utilizza il fattore energetico, E_{pf} , definito come il rapporto tra la media del cubo della velocità, $\overline{v^3}$, e il cubo della velocità media, \bar{v}^3 :

$$E_{pf} = \frac{\overline{v^3}}{\bar{v}^3} \quad (3.32)$$

Il fattore di forma (k) può essere stimato attraverso la seguente equazione empirica:

$$k = 1 + \frac{3.69}{E_{pf}^2} \quad (3.33)$$

Dopodiché il fattore di scala (c) può essere calcolato con l'equazione 3.27.

Metodo della massima verosimiglianza (MLM – Maximum Likelihood Method)

Il metodo della massima verosimiglianza utilizza i dati provenienti da serie temporali di velocità del vento per il calcolo dei parametri k e c . I due parametri sono calcolati tramite le seguenti equazioni:

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n [v_i^k \cdot \ln(v_i)]}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (3.34)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (3.35)$$

dove v_i è la velocità del vento al time-step i e n è il numero di dati di velocità non nulli. L'equazione 3.34 può essere risolta numericamente e successivamente può essere calcolato il parametro c tramite l'equazione 3.35. I metodi elencati permettono di stimare il valore dei parametri k e c , indispensabili per la caratterizzazione della distribuzione di Weibull. Va sottolineato che, anche per lo stesso sito, il valore dei due fattori può cambiare a seconda della risoluzione dei dati di velocità oggetto di studio (velocità media mensile, media giornaliera, oraria, sub-oraria).

Il principale problema di questo tipo di approccio (probabilistico) è quello di non considerare nessun legame tra un dato di velocità e l'altro, infatti, i valori sintetici di velocità del vento generati tramite i modelli probabilistici sono semplicemente "pescati" casualmente, uno dopo l'altro, dalle suddette distribuzioni di probabilità. Ovviamente la vera velocità del vento non è una sequenza di numeri casuali e indipendenti, il che rende i modelli probabilistici poco precisi. Nonostante ciò, data la loro semplicità, sono spesso utilizzati come primo approccio per la risoluzione del problema della mancanza di dati riguardanti la velocità del vento in un determinato sito. Tra i principali modelli stocastici utilizzati per la generazione sintetica di serie temporali di velocità del vento vi sono i modelli autoregressivi [47] [48], le catene di Markov [49] [50] [51] e i metodi cosiddetti wavelet-based [52] [53]. Le basi teoriche dei modelli autoregressivi (ARMA/ARIMA) e delle catene di Markov sono state descritte nella sotto sezione 3.1.2. Caratteristica comune dei modelli autoregressivi e delle catene di Markov è quella di dover disporre di una grande quantità di dati storici per il calcolo dei parametri (modelli ARMA/ARIMA) e per la costruzione delle matrici di transizione di stato (catene di Markov). I metodi basati sulla trasformata wavelet vengono proposti come strumenti non parametrici per la generazione sintetica di dati. L'idea alla base di questo tipo di approccio è la decomposizione di un campione di dati in diversi segnali. Successivamente tali segnali possono essere nuovamente ricomposti in maniera casuale per generare nuovi dati. Anche per questi metodi vi è la necessità di disporre di un grande set di dati di input.

3.3 Sistemi di accumulo

3.3.1 Introduzione

Il mercato globale dei sistemi per l'accumulo di energia sta crescendo in modo esponenziale, partendo da una base iniziale di 0.34 GW di potenza installata nel 2012 e nel 2013, si è arrivati ad una potenza installata pari a 6 GW nel 2017; le stime prevedono di arrivare a 40 GW entro il 2022 [54]. Tra tutti i diversi tipi di sistemi per l'accumulo dell'energia, i sistemi di accumulo elettrochimici sono quelli in più rapida crescita nel mercato di riferimento, nonostante la loro potenza installata, 1.9 GW ad oggi, è ancora molto esigua se confrontata con i sistemi di accumulo termici o a pompaggio idroelettrico (più di 150 GW installati) [55].

La figura 3.5 mostra l'esponentiale aumento a livello globale delle installazioni di sistemi di accumulo elettrochimici negli ultimi 20 anni, ciò è stato possibile grazie alla riduzione dei costi e al miglioramento delle prestazioni di tali tecnologie.

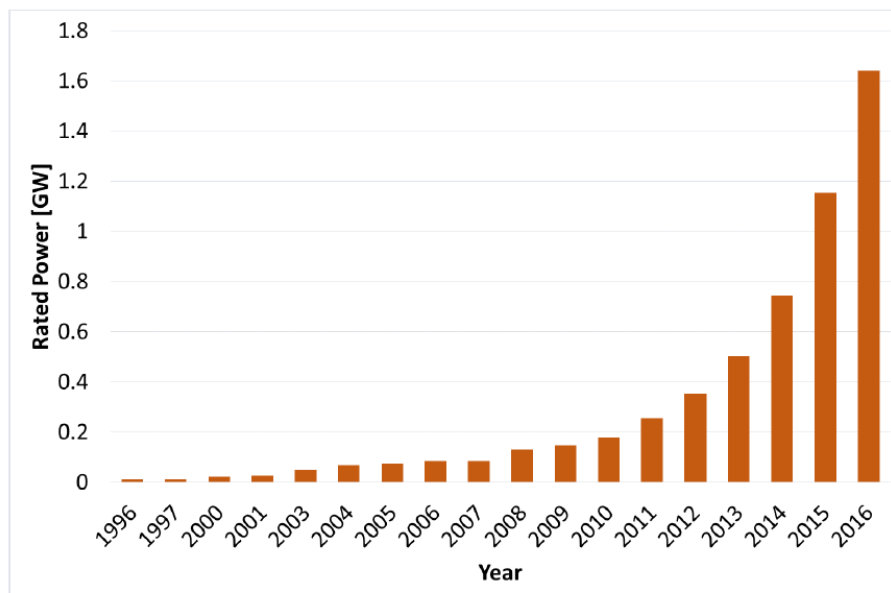


Figura 3.5: Capacità di stoccaggio elettrochimico a livello globale, 1996-2016 [55]

Le batterie elettrochimiche sono una fonte di energia importante in tutti quei contesti in cui la potenza necessaria non è molto elevata. Una prima classificazione generale distingue le batterie nelle batterie primarie e nelle batterie secondarie, dove le prime corrispondono a batterie non ricaricabili mentre le seconde corrispondono a batterie ricaricabili [56]. Le batterie primarie sono generalmente utilizzate per applicazioni che vanno da basse a medie potenze, come ad esempio le applicazioni industriali e alcuni dispositivi elettronici (orologi, radio, calcolatrici). Le batterie secondarie sono comunemente utilizzate come sistemi di accumulo dell'energia (ESS – Energy Storage System) e oggi vengono utilizzate in una vasta gamma di applicazioni:

- Applicazioni stazionarie: stoccaggio di energia off-grid, gruppi di continuità di alimentazione, alimentazione di emergenza, modulazione del carico, dispacciabilità negli impianti con fonti di energia non programmabili;
- Nel settore automobilistico in veicoli elettrici e ibridi;
- Dispositivi portatili: laptop, cellulari.

Vale la pena sottolineare l'importante ruolo che le batterie svolgono nei sistemi off-grid. Circa 1.06 miliardi di persone nel mondo non hanno accesso all'elettricità. Spesso ci si affida a costosi e inquinanti generatori diesel al fine di sopperire al fabbisogno energetico richiesto. Nell'ultimo decennio, i sistemi stand-alone basati sulle fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno iniziato a diffondersi nelle aree remote e isolate del mondo e dei paesi in via di sviluppo. Le FER sono per natura altamente inaffidabili e imprevedibili; i BESS possono risultare fondamentali in tali contesti, al fine di immagazzinare e fornire energia in base alle diverse esigenze e per assicurare una fornitura di potenza continua.

Il loro utilizzo potrebbe aumentare la quantità implementabile di FER all'interno dei sistemi di energia off-grid, fino al 100 %, consentendo un approvvigionamento pulito e sostenibile. Esistono molti tipi di batterie, adatte a diverse applicazioni, le cui principali caratteristiche sono riassunte nella figura 3.6. Le batterie al piombo sono ad oggi la tecnologia più diffusa nelle applicazioni off-grid.

Specifications	Lead acid	Li-ion	Ni based	Na based
<i>Energy density</i> [Wh/kg]	25-50	60-260	30-80	90-120
<i>Power density</i> [W/kg]	60-180	500-3000	150-1000	150-160 [W/l]
<i>Cycle life</i>	300-2000	700-7000	500-2500	2500-3000
<i>Cell nominal voltage V</i>	2	3.3	1.2	2-2.6
<i>Initial cost [\$ / kWh]</i>	100-200	350-1150	150-750	100-300

Figura 3.6: Caratteristiche di diversi sistemi BESS, costi riferiti all'anno 2015 [57] [58]

3.3.2 Principali modelli per la caratterizzazione delle batterie

I più comuni modelli utilizzati per descrivere le batterie sono i cosiddetti modelli empirici o analitici: essi sono basati su una visione astratta della cella elettrochimica. La batteria è descritta tramite equazioni matematiche, empiriche o derivate analiticamente, che mirano a riprodurre il comportamento energetico senza concentrarsi sulla reale fisica del sistema. Questi modelli comportano forti semplificazioni che permettono di ridurre sostanzialmente i tempi di calcolo nelle simulazioni, ciò a discapito di una minore accuratezza [59]. Il rischio, quando non abbastanza fenomeni fisici vengono presi in considerazione, è che il risultato delle simulazioni del sistema non sia affidabile.

Errori nel dimensionamento dei sistemi off-grid possono portare gravi conseguenze circa aspetti quali i costi e la vita utile. Per questo motivo risulta necessario adottare modelli più accurati, nonostante l'aumento dei tempi di calcolo delle simulazioni effettuate dai diversi software di planning. Altri approcci di modellazione delle batterie possono essere trovati in letteratura: essi spaziano dai più accurati modelli elettrochimici che descrivono le batterie con leggi fisiche, a modelli stocastici astratti. Inoltre, le batterie possono anche essere modellate in termini di circuito elettrico equivalente, prendendo in considerazione caratteristiche quali tensioni e correnti. Un'adeguata modellazione di una batteria, all'interno della progettazione di una microgrid, deve essere in grado di stimare lo stato di carica (SOC – State Of Charge) e lo stato di salute (SOH – State Of Health) della stessa. Lo stato di carica è necessario per valutare la quantità di carica già immagazzinata nella batteria e calcolare la quantità di energia che non può essere fornita al carico (LL – Loss of Load), mentre lo stato di salute tiene conto dei limiti di durata della batteria causati dai processi di degrado irreversibili.

Di seguito sono brevemente presentati tre diversi modelli di batteria, due empirici e uno elettrico, sviluppati ed integrati nel software Poli.NRG [16] [60]. I seguenti modelli possono rappresentare una valida soluzione per il problema della corretta modellazione dei sistemi BESS all'interno delle procedure di planning.

Modello empirico semplificato

È il più semplice, ma anche il più comune, modello usato nella letteratura scientifica. La batteria è caratterizzata da un'efficienza costante che tiene conto delle perdite di energia durante le fasi di carica (η_{ch}) e scarica (η_{dis}). I flussi di energia entrante, $E_{ch}(k)$, ed uscente, $E_{dis}(k)$, dalla batteria ad ogni time-step k della simulazione del sistema sono calcolati come segue:

$$E_{ch}(k) = E_{batt}(k) \cdot \eta_{ch} \quad (3.36)$$

$$E_{dis}(k) = \frac{E_{batt}(k)}{\eta_{dis}} \quad (3.37)$$

dove $E_{batt}(k)$, in un sistema PV + BESS ad esempio, è definita dalla seguente equazione:

$$E_{batt}(k) = E_{PV}(k) - \frac{E_{load}(k)}{\eta_{inv}} \quad (3.38)$$

in cui $E_{load}(k)$ è il carico, $E_{PV}(k)$ è la produzione dei moduli fotovoltaici e η_{inv} è l'efficienza dell'inverter. Lo stato di carica (SOC) della batteria è calcolato con la seguente equazione:

$$SOC(k) = SOC(k-1) + \frac{E_{ch/dis}(k)}{E_{BESS}} \quad (3.39)$$

dove E_{BESS} è la capacità nominale della batteria. Il modello è soggetto ai seguenti vincoli prestazionali:

- Valore massimo per il rapporto potenza energia PE_{ratio} , il quale rappresenta la massima potenza entrante/uscente dalla batteria rispetto alla capacità nominale della batteria. Dato un certo intervallo Δk , la massima energia che la batteria può fornire è calcolabile come:

$$E_{max} = E_{BESS} \cdot PE_{ratio} \cdot \Delta k \quad (3.40)$$

Se la batteria è chiamata a fornire un'energia $E_{batt}(k)$ maggiore di E_{max} , si dovrà tenere conto di una perdita di carico:

$$LL(k) = (|E_{batt}(k)| - E_{max}) \cdot \eta_{inv} \quad (3.41)$$

- Valore minimo e massimo per lo stato di carica (SOC), in modo da prevenire eventuali danni alla batteria. Di conseguenza, se alla batteria è chiesto di scaricarsi fino ad un certo stato di carica $SOC^{th}(k)$ minore del minimo stato di carica ammissibile SOC_{min} , lo stato di carica allo step k è saturato a SOC_{min} e l'energia richiesta dal carico e che il sistema non è in grado di fornire è valutata come una perdita:

$$LL(k) = [SOC_{min} - SOC^{th}(k)] \cdot E_{BESS} \cdot \eta_{dis} \cdot \eta_{inv} \quad (3.42)$$

Lo stato di salute della batteria (SOH) non è valutato dal modello. Per tenere conto del fenomeno della degradazione alcuni vincoli sono aggiunti alla batteria:

- Massimo numero di cicli prima della sostituzione, per considerare l'invecchiamento. Il ciclo equivalente (Eq_{cycle}) collegato al generico time-step è calcolato come:

$$Eq_{cycle}(k) = \left| \frac{SOC(k) - SOC(k-1)}{2} \right| \quad (3.43)$$

Dopodiché l'ammontare di cicli equivalenti viene calcolato come:

$$Eq_{cycles}(k) = Eq_{cycles}(k-1) + Eq_{cycle}(k) \quad (3.44)$$

- Massimo numero di anni prima della sostituzione.

Modello empirico completo

È una classe migliorata del modello precedentemente descritto. Data l'evidenza che l'efficienza della batteria dipende dal E_{rate} , che è definito come il rapporto tra la potenza e la capacità nominale della batteria:

$$E_{rate}(k) = \frac{|P_{batt}(k)|}{E_{BESS}} = \frac{|E_{batt}(k)|/\Delta k}{E_{BESS}} \quad (3.45)$$

viene adottata una correlazione cubica per modellare correttamente il degrado dell'efficienza ad alti valori di E_{rate} .

$$\eta(k) = a \cdot E_{rate}^3 + b \cdot E_{rate}^2 + c \cdot E_{rate} + d \quad (3.46)$$

L'invecchiamento della batteria viene considerato con una diminuzione dello stato di salute (SOH) durante la vita utile, proporzionale al numero di cicli a all'indice di dissolvenza della capacità cf :

$$SOH(k) = SOH(k-1) - Eq_{cycle}(k) \cdot cf(k) \quad (3.47)$$

Il fattore cf varia a seconda della tecnologia: è funzione di E_{rate} per batterie a ioni di litio mentre è funzione della profondità di scarica (DOD – Depth Of Discharge) per batterie al piombo. Nel seguente modello i vincoli che limitano la durata della batteria sono:

- Minimo stato di salute (SOH) prima della sostituzione;
- Massimo numero di anni di utilizzo prima della sostituzione.

In questo modello lo stato di carica (SOC) viene calcolato, ad ogni time-step, con la seguente equazione:

$$SOC(k) = SOC(k - 1) + \frac{E_{ch/dis}(k)}{E_{BESS} \cdot SOH(k)} \quad (3.48)$$

Modello elettrico

Nei modelli elettrici le batterie sono rappresentate in termini di circuito elettrico equivalente, mirando alla dettagliata modellazione di parametri operativi quali tensioni e correnti ai terminali esterni. Tali modelli possono essere definiti sia nel dominio del tempo sia in quello delle frequenze, a seconda degli elementi del circuito. La figura 3.7 mostra un esempio di possibile circuito elettrico equivalente:

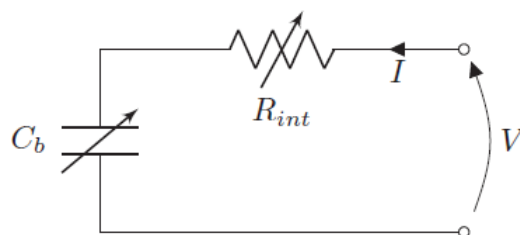


Figura 3.7: Possibile circuito elettrico equivalente di una batteria

Il circuito proposto è un circuito passivo. È composto da un elemento capacitivo (C_b), che rappresenta le condizioni di equilibrio della batteria, in serie ad una resistenza (R_{int}) che tiene conto delle perdite; entrambi i parametri dipendono dallo stato di carica (SOC) e dall'età della batteria. La tensione ai capi di C_b è la tensione di circuito aperto (OCV – Open Circuit Voltage) mentre quella ai capi di R_{int} è il sovra potenziale della cella. La cella elettrochimica è caratterizzata dalle seguenti equazioni:

$$\begin{cases} I = P_{cell}/V \\ I = C_b(OCV) \cdot \frac{d(OCV)}{dt} \\ V = OCV(SOC) + R_{int}(SOC) \cdot I \end{cases} \quad (3.49)$$

Per essere implementate in un software di calcolo tali equazioni devono essere risolte numericamente. La potenza che scorre in ogni cella è definita come:

$$P_{cell}(k) = \frac{E_{batt}(k)}{\Delta k \cdot N_{cells}} \quad (3.50)$$

Il numero di celle N_{cells} è pari alla taglia del sistema di accumulo diviso la capacità di una cella. Di conseguenza la corrente $I(k)$ è calcolata nel seguente modo:

$$I(k) = \frac{P_{cell}(k)}{V(k-1)} \quad (3.51)$$

$OCV(k)$ e $V(k)$ sono aggiornati tenendo conto di C_b e R_{int} al time-step precedente:

$$OCV(k) = OCV(k-1) + \frac{I(k)}{C_b(k, OCV(k-1))} \quad (3.52)$$

$$V(k) = OCV(k) + R_{int}(k, SOC(k-1)) \cdot I(k) \quad (3.53)$$

I vincoli che limitano i flussi attraverso la batteria sono:

- Massimo valore per il parametro PE_{ratio} . Nel caso in cui $E_{batt}(k) \geq E_{max}$ la batteria non è in grado di fornire al carico tutta l'energia richiesta. Vi è quindi una perdita di carico:

$$LL(k) = (|E_{batt}(k)| - E_{max}) \cdot \eta_{inv} \quad (3.54)$$

- Massimo e minimo voltaggio. I limiti del voltaggio sono correlati allo stato di carica (SOC) della batteria e alla corrente di carica/scarica; quando il voltaggio teorico $V^{th}(k)$ che la batteria raggiunge al time-step k è minore di V_{min} , la batteria non è in grado di soddisfare il carico, si ha perciò una perdita di carico:

$$LL(k) = (|E_{batt}(k)|) \cdot \eta_{inv} \quad (3.55)$$

L'invecchiamento è preso in considerazione con lo stato di carica (SOC) e lo stato di resistenza (SOR – State Of Resistance) della batteria. Lo stato di resistenza (SOR) tiene conto dell'aumento della resistenza, e quindi delle perdite, a causa dei processi di degradazione all'interno della batteria. La capacità C_b e la resistenza R_{int} sono aggiornati durante la simulazioni tenendo conto della degradazione:

$$C_b(k) = C_b(0) \cdot SOH(k) \quad (3.56)$$

$$R_{int}(k) = R_{int}(0) \cdot SOR(k) \quad (3.57)$$

La batteria viene sostituita quando lo stato di salute (SOH) della batteria raggiunge il valore minimo accettabile oppure quando la batteria raggiunge il massimo numero di anni di vita prima della sostituzione.

I modelli descritti ben si prestano ad essere implementati nei software commerciali per il planning energetico dei sistemi off-grid. Una corretta modellazione dei sistemi di accumulo risulta fondamentale al fine di evitare degli eccessivi sovradimensionamenti e, di conseguenza, degli inutili extra costi. In un contesto come quello attuale in cui il costante aumento della generazione da fonti rinnovabili è un fenomeno non più trascurabile, il ruolo dei sistemi di accumulo sarà sempre più importante, ed è perciò che la ricerca e lo sviluppo di nuovi modelli per la descrizione di tali sistemi risulterà un fattore chiave, soprattutto nelle fasi di progettazione e pianificazione delle opere. Ovviamente una modellazione più accurata dei sistemi di accumulo si traduce in un maggiore onere computazionale, ossia maggiori tempi di calcolo per effettuare le simulazioni. Il grado di dettaglio di un modello dovrebbe sempre essere funzionale allo scopo da raggiungere, infatti qualora l'obiettivo fosse il dimensionamento preliminare di un possibile sistema off-grid (ma non solo), anche l'utilizzo di un modello semplificato sarebbe assolutamente accettabile; risulta invece necessario implementare un modello dettagliato in tutti i casi in cui, al fine di ottimizzare la gestione del sistema complessivo, si ha la necessità di avere una descrizione completa e realistica del funzionamento dei sistemi di accumulo.

4 Metodologie proposte per la generazione di profili di produzione sintetici

Nel presente capitolo vengono presentate due diverse metodologie per la generazione di profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento. Per fare ciò sono stati applicati metodi di generazione sintetica che costruiscono serie temporali di dati a partire da diverse informazioni come, ad esempio, i valori medi mensili delle grandezze oggetto di studio e la posizione geografica (latitudine, longitudine, altezza sul livello del mare, ...) del sito. È stato implementato un algoritmo in MATLAB che, ricevendo in input le informazioni precedentemente elencate, restituisce in output i profili sintetici annuali di radiazione solare e velocità del vento. Per fare ciò l'algoritmo richiede che vengano effettuate alcune ipotesi di base caratterizzate da un'elevata flessibilità, nel senso che tali ipotesi possono essere facilmente modificate in base al tipo di applicazione studiata. Alcuni database provenienti dal progetto europeo SoDa (Solar Radiation Data) [61], contenenti dati meteorologici a livello mondiale (elaborazioni di misure satellitari), sono stati introdotti nell'algoritmo e successivamente sfruttati per l'implementazione delle procedure che verranno descritte nelle prossime sezioni. Anche questi database possono essere facilmente sostituiti in qualsiasi momento con altri più affidabili o con una maggiore risoluzione (spaziale e temporale). L'algoritmo ottenuto è in grado di generare profili sintetici annuali di radiazione solare e velocità del vento, la procedura è generale e può essere applicata a qualsiasi località della terra. Noti i suddetti profili e note le caratteristiche dei generatori del sistema che si vuole progettare (moduli fotovoltaici e turbine eoliche in particolare), è possibile ricavare i profili di potenza prodotta che, a loro volta, possono essere utilizzati come input per le procedure di planning descritte nel Capitolo 2.

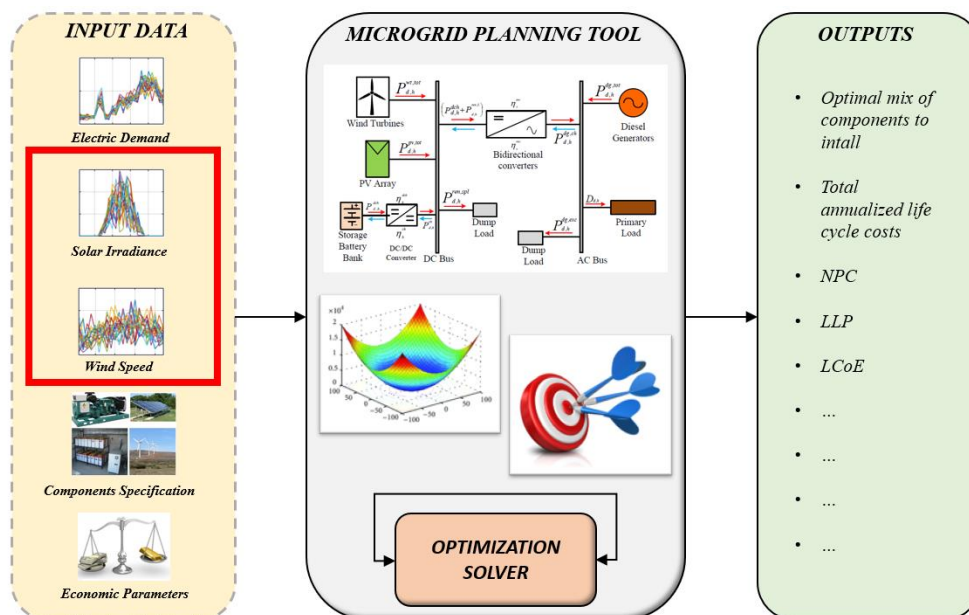


Figura 4.1: Profili sintetici come input per le procedure di dimensionamento energetico

4.1 Metodologia sviluppata nell'ambito del lavoro di tesi per la generazione di profili sintetici di radiazione solare

L'obiettivo della procedura proposta è quello di generare profili sintetici di radiazione solare per diversi anni partendo da una quantità ridotta di dati a disposizione. La variabile climatica utilizzata per modellare la radiazione solare è il Clearness Index K_T (dal quale si può ricavare H). Il modello proposto può essere riassunto nei tre step principali di seguito descritti:

1. Utilizzo della correlazione di Bendt per la per la determinazione della distribuzione del K_{Td} all'interno dei vari mesi. I dati di input richiesti da questo step sono gli indici di chiarezza medi mensili ($\overline{K_T}$) per almeno un anno (12 valori).
2. Utilizzo di un modello ARMA/ARIMA per la determinazione della sequenza stocastica del K_{Td} all'interno dei vari mesi.
3. Utilizzo del modello di Markov per aumentare la risoluzione della serie sintetica: da giornaliera a sub-oraria.

L'intera procedura è stata implementata in MATLAB e può essere utilizzata per la generazione sintetica di profili di radiazione solare. Di seguito sono descritti i principali input di cui l'algoritmo necessita e le funzioni utilizzate. Sono inoltre riportati, a titolo d'esempio, i risultati ottenuti dall'applicazione del modello nella località di San Severino Marche situata in Italia.

Step 1: Correlazione di Bendt

I dati di input necessari per l'utilizzo della correlazione di Bendt sono: latitudine (φ) della località d'interesse, altezza sul livello del mare (z), vettore delle declinazioni medie mensili (δ) e il $\overline{K_T}$ per ogni mese dell'anno. Mentre le prime due informazioni sono sempre note, i valori per le declinazioni medie mensili sono stati proposti in [62] e sono riportati nella seguente tabella:

Mese	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno
δ	-20.9	-13.0	-2.4	9.4	18.8	23.1
Mese	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
δ	21.2	13.5	2.2	-9.6	-18.9	-23.0

Tabella 4.1: Declinazioni medie suggerite (in gradi) per i diversi mesi dell'anno [62]

Per quanto riguarda i dodici valori del $\overline{K_T}$ vi sono diversi metodi per ottenerli. Se sono noti e disponibili per la località oggetto di studio (cosa tipicamente vera al giorno d'oggi) allora possono essere direttamente usati come input della procedura. Qualora non siano disponibili i dati relativi al Clearness Index è sempre possibile utilizzare eventuali database contenenti misurazioni di radiazione solare globale a terra (H) che, unite al calcolo della radiazione extraterrestre (H_0), permettono il calcolo del Clearness Index tramite l'equazione 3.6 (ovviamente andrà calcolato a livello mensile). Nell'algoritmo implementato nel seguente lavoro di tesi sono stati incorporati diversi database provenienti dal progetto europeo SoDa [61] grazie al quale vengono eseguiti suddetti calcoli.

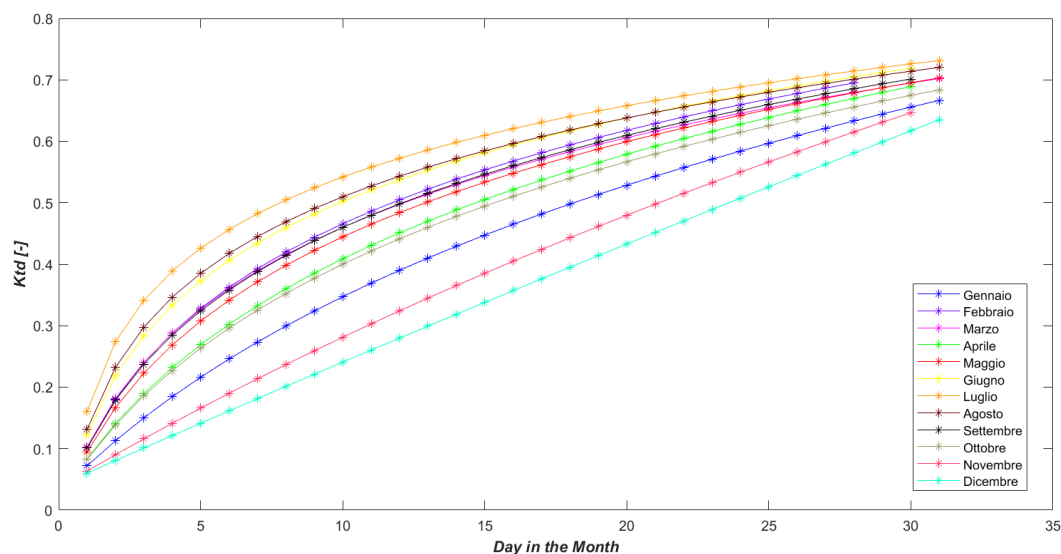


Figura 4.2: Distribuzione del K_{Td} all'interno dei vari mesi dell'anno ottenuta tramite la correlazione di Bendt per la località di San Severino Marche

Step 2: Modello ARMA/ARIMA

Ovviamente il Clearness Index giornaliero K_{Td} (direttamente collegato alla radiazione solare H) non segue una sequenza ordinata all'interno dei vari giorni dell'anno, piuttosto presenta una sequenza di occorrenze casuali non note a priori. A tale scopo all'interno dello step 2 della procedura viene utilizzato un modello ARMA/ARIMA per la generazione di una sequenza stocastica di valori di K_{Td} (possono essere generati uno o più anni di dati). Il modello ARMA/ARIMA non fornisce i valori del K_{Td} che realmente saranno considerati ma una sequenza di occorrenza casuali che sono utilizzate per riordinare i valori ordinati del K_{Td} ottenuti con il modello di Bendt: all'interno del generico mese, al giorno in cui il modello autoregressivo ha previsto il K_{Td} più alto viene assegnato il valore più alto del modello di Bendt, al giorno in cui il modello autoregressivo ha previsto il K_{Td} più basso viene assegnato il valore più basso del modello di Bendt; assegnati i due valori estremi essi vengono momentaneamente rimossi dall'algoritmo e la stessa procedura viene ripetuta fino al completo riordinamento dell'intero anno. Per calibrare e identificare il modello autoregressivo che deve generare la sequenza stocastica di K_{Td} vengono utilizzati i dati (tipicamente 10 anni) presenti all'interno dell'algoritmo provenienti dal database SoDa [61] e relativi alla località oggetto di studio. Per valutare la stazionarietà della serie temporale studiata (10 anni di K_{Td}) e di conseguenza la necessità di un modello ARMA piuttosto che un ARIMA l'algoritmo utilizza diversi test statistici disponibili in MATLAB: *adftest*, *pptest*, *kpsstest*. Per la determinazione dell'ordine del modello, ovvero i valori di p , d e q , viene usata l'Econometric Modeler App presente nell'Econometric Toolbox di MATLAB che, grazie a metodi quantitativi come P-value, Likelihood, T-student, AIC (Akaike Information Criterion) e BIC (Bayesian Information Criterion), permette di trovare l'ordine del modello autoregressivo che meglio descrive i dati. Il valore dei parametri c , ϕ e θ descrittivi l'equazione del modello (equazione 3.13) è stimato grazie alle funzioni *arima* ed *estimate* presenti nella libreria MATLAB. Una volta calibrato e identificato il modello ARMA/ARIMA esso viene simulato, ovvero vengono generati nuovi valori sintetici per la serie temporale oggetto di studio.

Una volta simulato il modello è opportuno condurre un'analisi sui residui per verificare che siano distribuiti normalmente, requisito fondamentale per la validità del modello. All'interno di MATLAB sono disponibili numerosi test statistici per la verifica della normalità di un set di dati (*Shapiro-Wilk Test*). La figura 4.3 mostra un esempio di risultato in output allo step 2 della procedura:

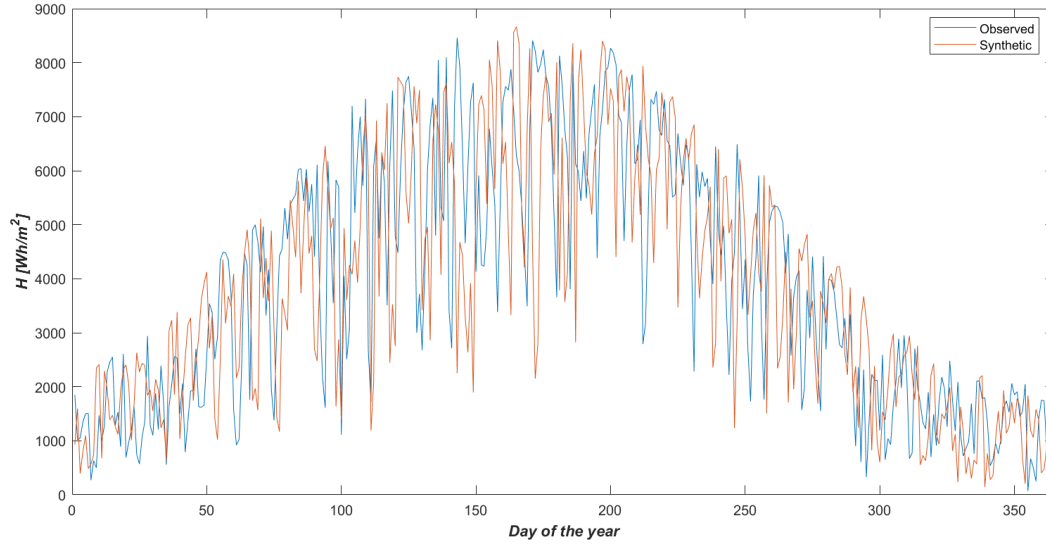


Figura 4.3: Confronto tra il profilo sintetico di radiazione solare giornaliera (arancione) e i dati presenti nel database SoDa (blu) per la località di San Severino Marche

Step 3: Modello di Markov

Al termine del secondo step della procedura si ottiene una risoluzione giornaliera dei profili sintetici generati. È stato proposto un ulteriore ed ultimo step che consente di aumentare la risoluzione dei dati di radiazione solare passando da profili giornalieri a profili orari o sub-orari grazie all'utilizzo del modello di Markov. Nel presente lavoro di tesi è stato scelto di implementare l'algoritmo per raggiungere la risoluzione del quarto d'ora (15-min) ma esso rimane valido ed applicabile anche per raggiungere altre risoluzioni temporali. La variabile climatica utilizzata per la generazione delle matrici di Markov è il Clearness Index normalizzato sub-orario ($K'_{T,15-min}$). Esso viene calcolato a partire dal Clearness Index sub-orario ($K_{T,15-min}$) con lo scopo di rimuovere la dipendenza dall'angolo di Zenith (ϑ_z) tramite la seguente equazione [63]:

$$K'_T = \frac{K_T}{1.031 \cdot \exp\left(\frac{-1.4}{0.9 + 9.4/AM(\vartheta_z)}\right) + 0.1} \quad (4.1)$$

dove AM rappresenta l'Air Mass (dipendente da ϑ_z), calcolabile tramite l'equazione proposta da Kasten e Young [64]:

$$AM = \frac{1}{\cos \vartheta_z + 0.50572 \cdot (96.07995 - \vartheta_z)^{-1.6364}} \quad (4.2)$$

Si ricorda che ϑ_z è calcolabile tramite l'equazione 3.3 nota la latitudine della località, il giorno dell'anno e l'ora del giorno alla quale si desidera calcolare l'angolo di Zenith. La disponibilità di dati ad alta risoluzione spesso rappresenta il maggior ostacolo all'utilizzo del modello di Markov, infatti, le MTM sono statisticamente significative solo se costruite a partire da grandi quantità di dati. Qualora siano disponibili dati di radiazione solare ad alta risoluzione per la specifica località d'interesse, tali dati possono essere direttamente usati come input per la procedura. Nel caso in cui vi sia una mancanza o una carenza di dati per il sito studiato, è possibile far fronte a tale problema raccogliendo dati disponibili per località vicine e creando un unico grande dataset (è importante che tutte le nuove località scelte abbiano le stesse caratteristiche meteorologiche deterministiche della località d'interesse). Talvolta nemmeno raggruppando località simili i dati raccolti sono abbastanza numerosi per costruire delle MTM significative dal punto di vista statistico. In tal caso è possibile ricorrere alla classificazione del mondo in aree climatiche proposta da Köppen-Geiger [65], ovvero collezionando dati di località appartenenti alla stessa zona climatica della località prescelta, è possibile creare un dataset abbastanza ampio che rappresenti le caratteristiche principali di quell'area climatica. La figura 4.4 mostra una possibile scelta di località "simili" al fine di aumentare la quantità di dati a disposizione mentre la figura 4.5 mostra la divisione del mondo in aree climatiche proposta da Köppen-Geiger:

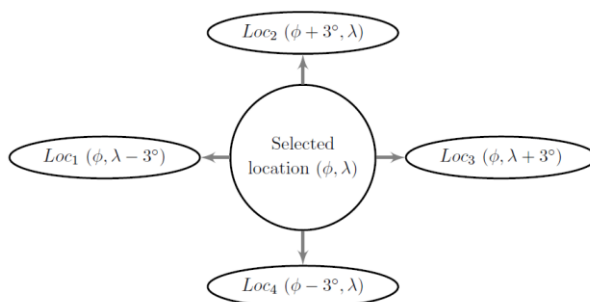


Figura 4.4: Località d'interesse e altre quattro possibili località per ottenere i dati necessari a costruire le MTM (ϕ =latitudine, λ =longitudine)

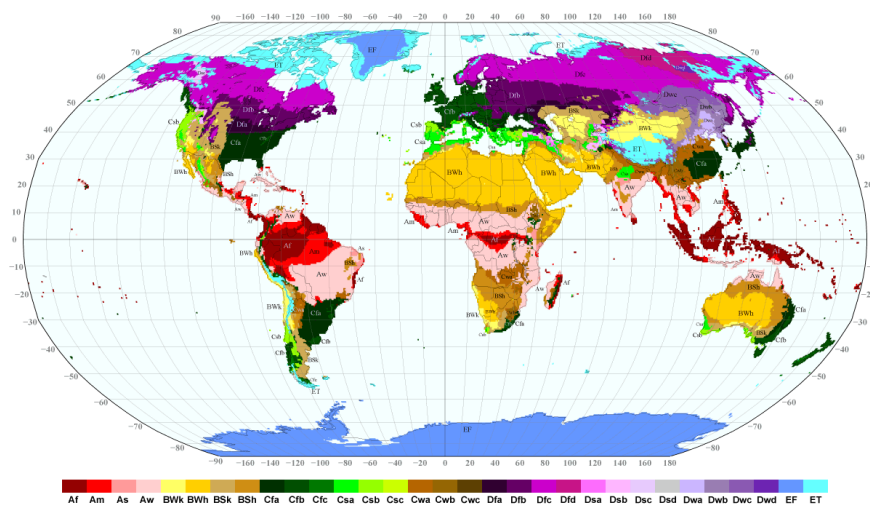


Figura 4.5: Mappa mondiale delle aree climatiche proposta da Köppen-Geiger

Le diverse aree climatiche sono denominate mediante una sigla composta da diverse lettere il cui significato è riportato nella seguente figura:

First letter	Second letter	Third letter
A: Tropical	f: Fully humid	T: Tundra
B: Dry	m: Monsoon	F: Frost
C: Mild temperate	s: Dry summer	h: Hot arid
D: Snow	w: Dry winter	k: Cold arid
E: Polar	W: Desert	a: Hot summer
	S: Steppe	b: Warm summer
		c: Cool summer
		d: Cold summer

Figura 4.6: Significato delle lettere nella classificazione di Köppen-Geiger

Essendo $K'_{T,15-min}$ una variabile continua compresa tra 0 e 1 è necessario operare una discretizzazione per creare un numero finito di possibili stati assumibili da $K'_{T,15-min}$. La tabella 4.2 mostra come l’algoritmo opera la discretizzazione del Clearness Index normalizzato sub-orario ($K'_{T,15-min}$):

Stato	Range	Stato	Range
1	$0 < K'_{T,15-min} \leq 0.1$	6	$0.5 < K'_{T,15-min} \leq 0.6$
2	$0.1 < K'_{T,15-min} \leq 0.2$	7	$0.6 < K'_{T,15-min} \leq 0.7$
3	$0.2 < K'_{T,15-min} \leq 0.3$	8	$0.7 < K'_{T,15-min} \leq 0.8$
4	$0.3 < K'_{T,15-min} \leq 0.4$	9	$0.8 < K'_{T,15-min} \leq 0.9$
5	$0.4 < K'_{T,15-min} \leq 0.5$	10	$0.9 < K'_{T,15-min} \leq 1$

Tabella 4.2: Stati discreti assumibili dalla variabile continua $K'_{T,15-min}$

Una volta discretizzati i dati ad alta risoluzione negli stati sopra descritti è possibile costruire le MTM. L’utilizzo di una sola matrice di Markov porterebbe ad un’eccessiva semplificazione del modello. Infatti, in una giornata particolarmente soleggiata ($K_{Td} > 0.6$ ad esempio) la probabilità che lo stato successivo della variabile modellata ($K'_{T,15-min}$) assuma un valore “alto” (cielo prevalentemente sereno) è maggiore rispetto alla probabilità che sia “basso” (cielo nuvoloso). Per questo motivo l’algoritmo implementato genera più matrici di Markov con l’obiettivo di selezionare, giorno per giorno, quella più appropriata per la generazione sintetica dei dati ad alta risoluzione. È stata introdotta la seguente classificazione dei giorni in base al valore del Clearness Index giornaliero (K_{Td}):

Classe	Classificazione	Range
1	Giornata molto nuvolosa	$0 < K_{Td} \leq 0.25$
2	Giornata nuvolosa	$0.25 < K_{Td} \leq 0.4$
3	Giornata variabile	$0.4 < K_{Td} \leq 0.6$
4	Giornata soleggiata	$0.6 < K_{Td} \leq 0.75$
5	Giornata molto soleggiata	$0.75 < K_{Td} \leq 1$

Tabella 4.3: Classificazione dei diversi tipi di giorno per la costruzione delle MTM

Prima di creare le cinque diverse MTM è necessario stabilire l'ordine del processo studiato (processo rappresentato dalla serie temporale $K'_{T,15-min}$), che corrisponderà a sua volta all'ordine delle cinque matrici di transizione di stato. A tale scopo l'algoritmo calcola la funzione di autocorrelazione parziale (PACF – Partial Auto Correlation Function) della serie temporale $K'_{T,15-min}$. L'ordine del processo è correlato al *Lag* (ritardo) più significativo sull'intero periodo osservato, dove si intende significativo un *Lag* il cui valore risulti maggiore di due volte la deviazione standard della serie temporale di cui viene calcolata la PACF. La figura 4.7 mostra un esempio di matrici di Markov del secondo ordine, una per ogni diverso tipo di giorno:

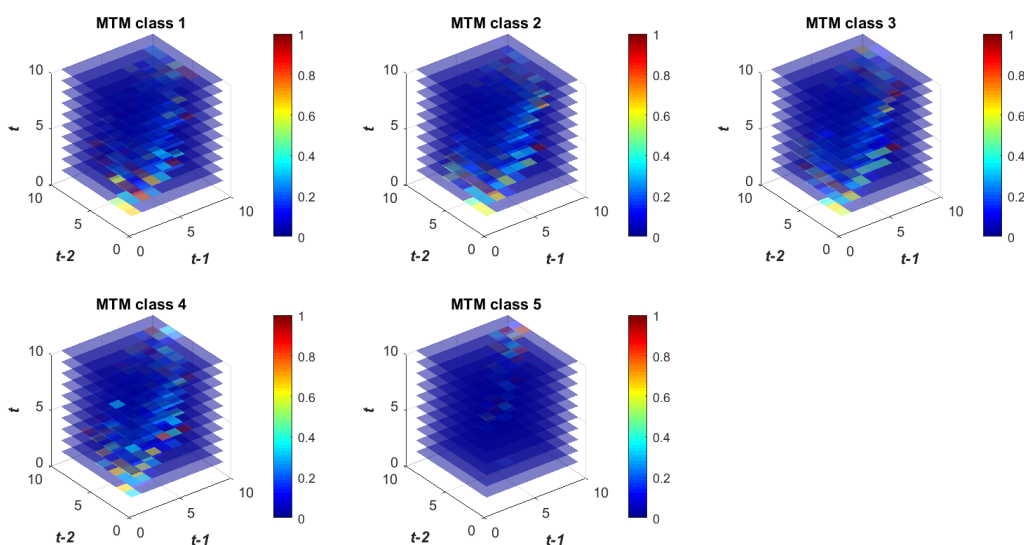


Figura 4.7: Esempio di matrici di Markov del secondo ordine per i diversi tipi di giorno

Una volta definite, le matrici di transizione di stato vengono utilizzate per generare dati sintetici sub-orari di radiazione solare a partire dai dati giornalieri derivanti dal modello ARIMA (ovvero dallo step 2 della metodologia). In particolare, l'algoritmo implementato prevede i seguenti passaggi:

1. I dati osservati di $K_{T,15-min}$ vengono normalizzati in $K'_{T,15-min}$ secondo l'equazione 4.1;
2. La serie temporale di $K'_{T,15-min}$ viene trasformata in una serie di stati discreti secondo la classificazione riportata nella tabella 4.2;
3. I dati relativi agli stati discreti vengono divisi in cinque sottogruppi di dati in base al valore del K_{Td} secondo la classificazione riportata nella tabella 4.3;
4. Vengono create cinque matrici di Markov, una per ogni tipo di giorno, contenenti le probabilità di transizione da uno stato all'altro;
5. Dalle cinque MTM si genera, giorno per giorno, un anno (uno o più anni in base a quanti anni sono stati generati nello step 2 della procedura) di stati sintetici: ogni 96 valori generati, che corrispondono ad un giorno, si sceglie la matrice appropriata in base al valore del K_{Tds} proveniente dal modello ARIMA secondo la classificazione riportata in tabella 4.3;

6. La serie temporale di stati sintetici appartenenti al generico giorno i (si ricorda che ogni valore di questa serie è un numero intero compreso tra 1 e 10) viene trasformata nella corrispondente serie di Clearness Index normalizzati sub-orari sintetici ($K'_{T,15-min,s}$): il generico stato j viene trasformato in un indice di chiarezza con la seguente equazione:

$$K'_{T,15-min,s} = \left(\frac{j}{10} - 0.1 \right) + 0.1 \cdot rand \quad (4.3)$$

dove $rand$ è un numero casuale estratto da una distribuzione uniforme [0, 1];

7. Il profilo di $K'_{T,15-min,s}$ del generico giorno i generato (96 valori) viene reso conforme al senso fisico del problema studiato, ovvero vengono messi a zero tutti quei valori che corrispondono ad ore del giorno in cui nella località scelta non vi è luce ($\vartheta_z \geq 90^\circ$);
8. Per il generico giorno i si passa da $K'_{T,15-min,s}$ a $K_{T,15-min,s}$ tramite l'equazione 4.1;
9. Ottenuta la serie $K_{T,15-min,s}$ si ottiene il profilo sintetico di radiazione solare ad alta risoluzione con la seguente equazione:

$$H_{15-min,s} = K_{T,15-min,s} \cdot H_{0,15-min} \quad (4.4)$$

Dove $H_{0,15-min}$ è la radiazione solare extraterrestre ad alta risoluzione che può essere calcolata integrando l'equazione 3.1 con un passo temporale pari al quarto d'ora;

10. Noti i valori di H e H_0 alla risoluzione del quarto d'ora viene calcolato il Clearness Index giornaliero del giorno i con la seguente formula:

$$K_{Tds,Markov,i} = \frac{\sum_{k=1}^{96} H_{15-min,s,k}}{\sum_{k=1}^{96} H_{0,15-min,k}} \quad (4.5)$$

11. Viene eseguito un confronto tra il Clearness Index giornaliero del generico giorno i ($i = 1,2,3,\dots,365$) ottenuto con i dati ad alta risoluzione ($K_{Tds,Markov,i}$) e quello ottenuto con il modello ARIMA ($K_{Tds,ARIMA,i}$): se la differenza tra i due è al di sotto di una certa soglia di tolleranza stabilita $|K_{Tds,Markov,i} - K_{Tds,ARIMA,i}| < \delta$ l'algoritmo continua con la generazione del giorno $i+1$ altrimenti il giorno i viene rigenerato fino al raggiungimento della condizione desiderata. Tale processo continua fino ad $i = 365$.

Il controllo giornaliero che viene effettuato garantisce la conservazione del contenuto energetico tra la serie ad alta risoluzione e quella giornaliera. La figura 4.8 mostra un esempio di risultato in output allo step 3 della procedura di generazione:

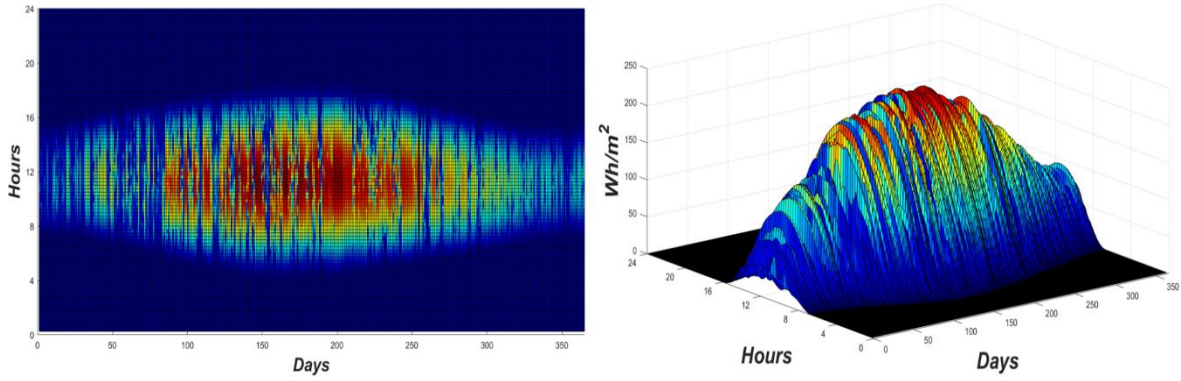


Figura 4.8: Immagini 2D e 3D del profilo sintetico di radiazione solare alla risoluzione del quarto d'ora per la località di San Severino Marche

Grazie ai profili sintetici di radiazione solare generati dalla procedura e nota l'inclinazione β del generico modulo fotovoltaico, è possibile calcolare l'energia [Wh] prodotta con la seguente equazione di carattere generale:

$$E_{el,pv} = P_{pv,nom} \cdot d_{pv} \cdot \left(\frac{H_{\beta}}{G_{ref}} \right) \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{cell} - T_{ref})] \quad (4.6)$$

dove $P_{pv,nom}$ rappresenta la potenza nominale del pannello [kW], d_{pv} [%] il fattore di degradazione, γ [%] il coefficiente di temperatura, G_{ref} [kW/m²] la radiazione solare incidente in condizioni standard (tipicamente 1 kW/m²), T_{cell} la temperatura del pannello e T_{ref} la temperatura di riferimento (tipicamente 25 °C). Mentre i parametri d_{pv} e γ vengono generalmente ricavati dai manuali tecnici, la radiazione incidente sulla superficie inclinata del pannello H_{β} [Wh/m²] può essere calcolata a partire dalla radiazione solare globale H [Wh/m²], generata sinteticamente, con la seguente equazione:

$$H_{\beta} = H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_h \cdot H \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + (H - H_d) \cdot \overline{R}_b \quad (4.7)$$

in cui ρ_h rappresenta la riflettanza del terreno, \overline{R}_b è un coefficiente medio che tiene conto delle variazioni del rapporto tra l'angolo d'incidenza del pannello e l'angolo di Zenith e H_d è la porzione di H che viene diffusa a causa dello scattering atmosferico, la quale può essere ricavata, noto il K_T , tramite tabelle e/o relazioni empiriche.

4.1.1 Risultati e validazione preliminare del modello

Al fine di validare la metodologia proposta per ognuno dei tre step principali è stato eseguito un confronto tra i dati sintetici generati e quelli disponibili nei database SoDa. Nella figura 4.9 sono mostrate, per i diversi mesi dell'anno, le curve derivanti dalla correlazione di Bendt (colorate) e quelle relative a dieci diversi anni di dati osservati (in grigio) per la località di San Severino Marche (Macerata), località di cui si avevano a disposizione i dati misurati grazie al database SoDa.

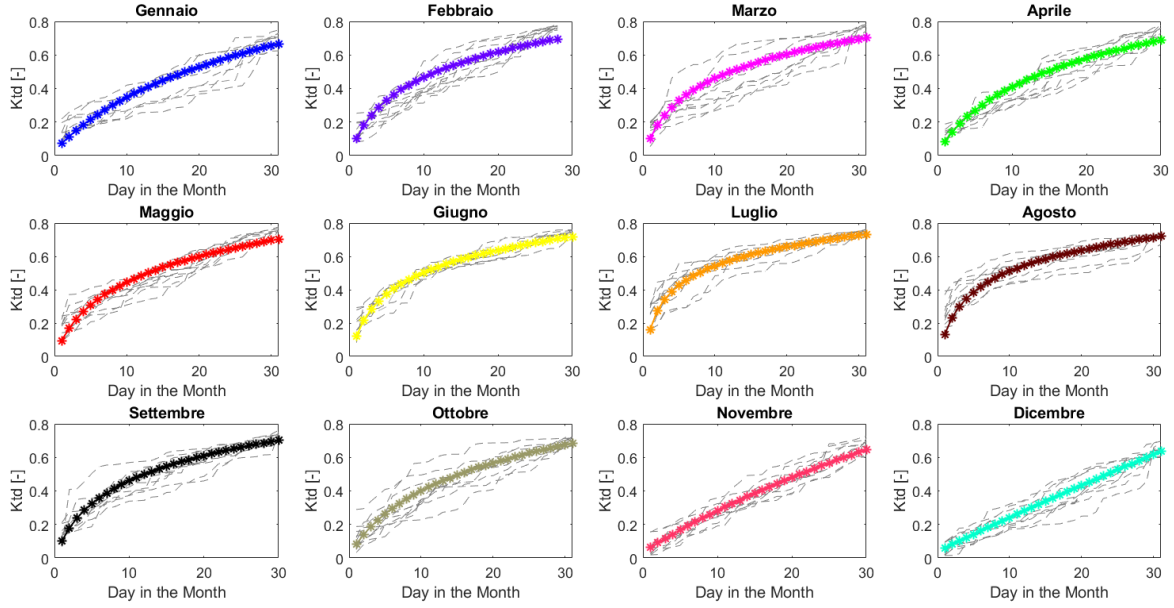


Figura 4.9: Confronto fra dati osservati e modello di Bendt per la località di San Severino Marche

Come si può notare dalla figura soprastante, a livello qualitativo il modello di Bendt ben rappresenta l'andamento del K_{Td} . Per fornire una misura quantitativa della precisione del modello sono stati calcolati l'errore quadratico medio (RSME – Root Square Mean Error) e l'errore percentuale medio assoluto (MAPE – Mean Absolute Percentage Error) tra i valori relativi alla correlazione di Bendt e i dati osservati (è stata fatta una media sui 10 anni al fine di ottenere, mese per mese, una sola serie da confrontare con Bendt). Tali indici sono stati calcolati, mese per mese, con le seguenti equazioni:

$$RSME = \sqrt{\frac{1}{N_{days}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{days}} (K_{Td,Bendt,i} - K_{Td,observed,i})^2} \quad (4.8)$$

$$MAPE = \frac{1}{N_{days}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{days}} \left(\frac{ABS(K_{Td,observed,i} - K_{Td,Bendt,i})}{K_{Td,Bendt,i}} \right) \cdot 100 \quad (4.9)$$

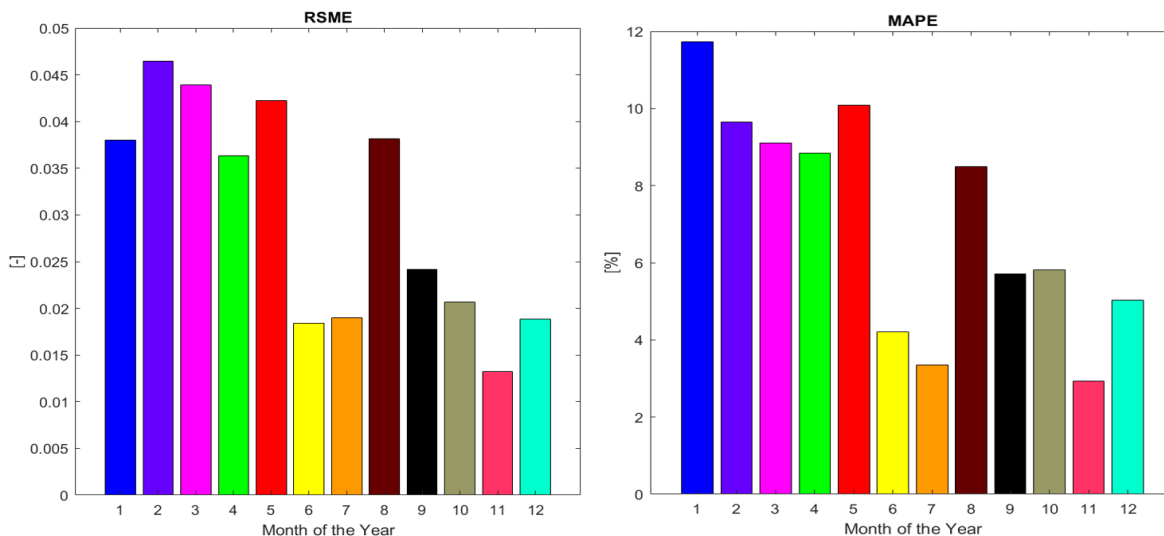


Figura 4.10: RSME e MAPE tra modello di Bendt e dati osservati per la località di San Severino Marche

Gli errori tra il modello proposto da Bendt per la distribuzione del K_{Td} e i dati osservati, essendo assolutamente contenuti, sono stati ritenuti accettabili. Per quanto riguarda la serie sintetica giornaliera generata con il modello autoregressivo sono stati confrontati con i dati osservati gli andamenti delle funzioni di ACF (Auto Correlation Function) e PACF (Partial Auto Correlation Function). Inoltre, per valutare quantitativamente la bontà dei profili sintetici generati sono stati calcolati i seguenti indicatori statistici: deviazione standard, indice di asimmetria (o *skewness*) e coefficiente di curtosi (o *kurtosis*). La deviazione standard di un generico vettore $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, contenente n elementi provenienti da una generica distribuzione statistica, è definita come segue:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.10)$$

dove $\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$. La *skewness* è una misura dell'asimmetria dei dati attorno alla media. Se la *skewness* è negativa i dati sono più concentrati a sinistra della media piuttosto che a destra. Se la *skewness* è positiva vale il contrario. La *skewness* di una distribuzione gaussiana (o di qualsiasi distribuzione perfettamente simmetrica) è zero. La *skewness* di una distribuzione è definita come segue:

$$s = \frac{E[x - \mu]^3}{\sigma^3} = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\left(\sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}\right)^3} \quad (4.11)$$

La *kurtosis* è una misura dello “spessore” delle code di una funzione di densità di probabilità, ovvero del grado di “appiattimento” di una distribuzione.

La kurtosis di una distribuzione gaussiana è pari a 3. Le distribuzioni che sono più piatte rispetto ad una normale hanno kurtosis maggiore di 3, quelle meno piatte minore di 3. La kurtosis di una distribuzione è definita come segue:

$$k = \frac{E[x - \mu]^4}{\sigma^4} = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\left(\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\right)^2} \quad (4.12)$$

La figura 4.11 mostra il calcolo di tali indici per la distribuzione dei dati osservati e per la serie sintetica generata con il modello autoregressivo, è inoltre riportato l'andamento delle funzioni di ACF e PACF:

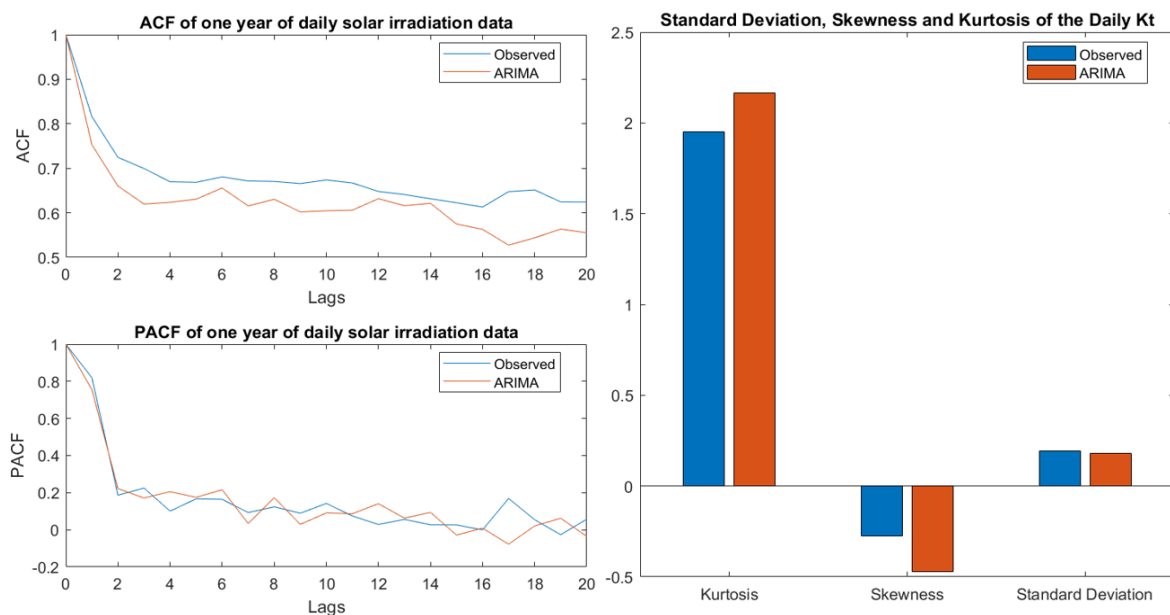


Figura 4.11: Funzioni ACF e PACF e indicatori statistici per la località di San Severino Marche: confronto fra dati sintetici (arancione) e osservati (blu)

Come si può osservare le funzioni di ACF e PACF dei dati sintetici presentano un trend simile rispetto a quelle dei dati osservati; la deviazione standard, la skewness e la kurtosis della serie sintetica si discostano da quelle della serie temporale dei dati misurati rispettivamente del 7 %, 30 % e 10 %. Dato che, come già esposto in precedenza, l'obiettivo dei metodi di generazione sintetica non è quello di creare delle serie temporali identiche ai dati storici ma creare dei dati plausibili dal punto di vista statistico anche i risultati del secondo step della metodologia proposta sono ritenuti accettabili. Infine, è stata eseguita una verifica del contenuto energetico della serie sintetica ottenuta a valle dell'ultimo step della procedura (modello di Markov): sono stati confrontati con i dati osservati i valori medi mensili e annuali di radiazione solare. In particolare, l'irraggiamento medio annuale derivante dai dati sintetici è di 1404.8 kWh/m^2 , rispetto ai 1388.2 kWh/m^2 derivanti dai dati osservati; l'errore sul contenuto energetico annuale è dell'1.2 %.

Per quanto riguarda l'irraggiamento medio mensile il maggiore scostamento dai dati osservati è stato rilevato nel mese di marzo ed è risultato essere del 30 % mentre è risultato inferiore per i restanti mesi dell'anno, come mostrato in figura 4.12.

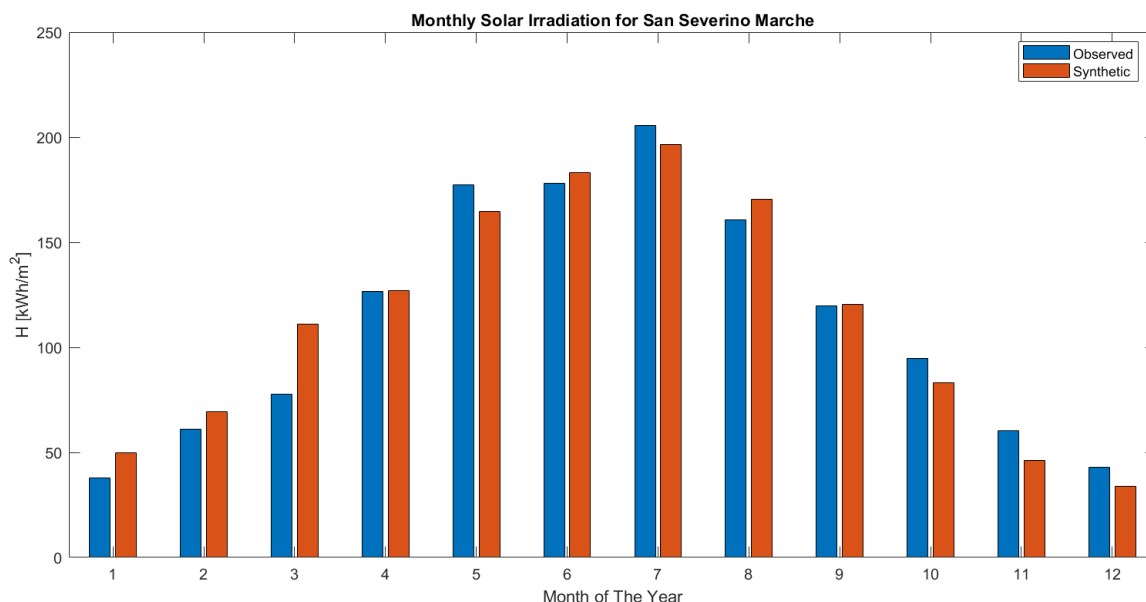


Figura 4.12: Irraggiamento medio mensile per la località di San Severino Marche: confronto fra dati sintetici (arancione) e misurati (blu)

4.2 Metodologia sviluppata nell'ambito del lavoro di tesi per la generazione di profili sintetici di velocità del vento

La procedura proposta in questo lavoro di tesi ha l'obiettivo di sintetizzare delle serie temporali di velocità del vento utilizzando come input dati statistici tipicamente disponibili anche in contesti rurali ed isolati ove non vi è, generalmente, la possibilità di condurre costose campagne anemometriche. La distribuzione statistica della velocità del vento varia da luogo a luogo in tutto il mondo, a causa di diversi fattori quali il clima locale, la topografia del paesaggio e la rugosità delle superfici (foreste, aree urbane, ecc.). La procedura sviluppata nell'ambito del lavoro di tesi di seguito descritta permette di generare, uno o più anni, di profili sintetici di velocità del vento con risoluzione oraria, partendo dalle sole medie mensili della velocità del vento. Tale metodologia risulta particolarmente efficace in tutti quei contesti in cui la mancanza di dati risulta essere una criticità non trascurabile. Ovviamente, come per il caso della disponibilità di energia solare, qualora si voglia effettuare uno studio dettagliato della velocità del vento in un particolare sito, ovvero si voglia sfruttare tale fonte per la produzione di energia, risulta necessario condurre delle campagne anemometriche. Generalmente durante gli studi preliminari per il planning di un sistema off-grid, non si hanno a disposizione dati realmente raccolti da sistemi di misurazione, sia per il costo di tali sistemi sia per il tempo richiesto per la raccolta dei dati (settimane, mesi, anni). La generazione di profili sintetici realistici è perciò fondamentale in quanto permette di realizzare analisi che, in assenza di dati, risulterebbero infattibili.

L'algoritmo generante suddetti profili di velocità del vento è stato implementato in MATLAB e si avvale, per lo svolgimento dei calcoli, di un database proveniente dal progetto SoDa e sviluppato dalla NASA: il MERRA-2 [66]. Tale database fornisce, a livello mondiale, serie temporali di dati per diverse variabili meteorologiche e con diverse risoluzioni temporali. In particolare, fornisce svariati anni di dati di velocità del vento alla quota di 10 m dal livello del suolo con una risoluzione spaziale di circa 50 km. La metodologia proposta si basa sul presupposto che la velocità del vento comprenda componenti deterministiche e componenti stocastiche [67]. L'algoritmo prevede cinque passaggi principali che possono essere riassunti come segue [68] [69].

Step 1: Generazione di una serie temporale di velocità del vento giornaliera

La velocità media giornaliera del vento, \bar{v}_d , viene generata aggiungendo un disturbo giornaliero alla velocità media mensile, \bar{v}_m , secondo la seguente equazione:

$$\bar{v}_d = \bar{v}_m \cdot (1 + n_d) \quad (4.13)$$

in cui $d = 1,2,3...365$ e $m = 1,2...12$. Il disturbo giornaliero n_d è estratto da una distribuzione normale con media (μ) uguale a 0 e deviazione standard (σ) pari ad 1 con la seguente condizione: $-1 < n_d < 1$.

Così facendo, partendo da 12 valori di velocità medie mensili è possibile ottenere una serie di 365 valori sintetici rappresentanti la velocità media giornaliera di un intero anno.

Step 2: Generazione della componente deterministica della velocità del vento oraria

Il profilo di velocità giornaliero può essere modellato utilizzando una funzione sinusoidale. In questo modo la componente deterministica può essere determinata a partire dalla velocità media giornaliera (\bar{v}_d) tramite la seguente equazione:

$$v_{det}(h) = \bar{v}_d \cdot \left\{ 1 + i_d \cdot \cos \left[\frac{2\pi}{24} \cdot (h - h_p) \right] \right\} \quad (4.14)$$

dove $d = 1,2,3...365$ e $h = 1,2,3...24$.

L'equazione 4.14 si basa sull'assunzione che la velocità del vento segua uno schema ripetitivo all'interno della giornata, mostrando bassi valori nelle prime ore del mattino, aumentando nel tardo pomeriggio per poi diminuire nelle ore notturne [70].

L'intensità del "pattern" diurno (i_d) è un numero adimensionale compreso tra 0 e 1 che riflette quanto fortemente la velocità tende a dipendere dall'ora del giorno; valori tipici variano da 0 a 0.3. L'ora di picco della velocità del vento (h_p) è l'ora del giorno che in media tende ad essere la più ventosa; il range tipico è tra le 12 e le 18.

Step 3: Generazione della componente stocastica della velocità del vento oraria

La componente casuale della velocità del vento oraria è determinata attraverso l'utilizzo di un modello autoregressivo del primo ordine, $AR(1)$:

$$v_{rand}(h) = a \cdot v_{rand}(h - 1) + g(h) \quad (4.15)$$

dove $h = 1, 2, 3, \dots, 8760$, a è il coefficiente del modello autoregressivo e $g(h)$ è un numero random estratto da una distribuzione normale con media nulla e deviazione standard unitaria; valori tipici del parametro a variano tra 0.6 e 0.9.

I parametri i_d , h_p e a possono essere assunti mediante opportune ipotesi riguardanti il sito oggetto di studio, possono essere ricercati tramite analisi statistiche sui dati di velocità eventualmente rilevati da campagne anemometriche oppure essere frutto di un processo di ottimizzazione che minimizza/massimizza idonee funzioni obiettivo [68].

Inoltre, valori standard, comunemente usati per la sintetizzazione di profili di velocità, per i suddetti parametri, sono disponibili nelle librerie dei software elencati nella sezione 2.2 [69].

Step 4: Somma delle due serie generate negli step precedenti

Nello step 2 è stata creata una serie temporale di 8760 valori che rappresenta la componente deterministica della velocità oraria, mentre nello step 3 è stata generata una serie, sempre di 8760 valori, rappresentante la componente stocastica. Le due serie non possono essere sommate direttamente in quanto le rispettive distribuzioni di probabilità sono differenti.

Questo problema può essere superato trasformando la serie temporale $v_{det}(h)$ in una serie che abbia la stessa distribuzione di probabilità della serie $v_{rand}(h)$ (distribuzione gaussiana); tale trasformazione viene eseguita grazie al teorema di trasformazione integrale di probabilità.

Una trasformazione di probabilità è una procedura statistica utilizzata per modificare un set di dati con lo scopo di renderli conformi ad una distribuzione di probabilità desiderata. La legge fondamentale della trasformazione di probabilità afferma che:

$$\int_{-\infty}^{v_{rand}} f_{v_{rand}}[v_{rand}(h)] = \int_{-\infty}^{v_{det}} f_{v_{det}}[v_{det}(h)] \quad (4.16)$$

dove $f_{v_{rand}}[v_{rand}(h)]$ e $f_{v_{det}}[v_{det}(h)]$ sono le funzioni di densità di probabilità (PDF) rispettivamente di $v_{rand}(h)$ e $v_{det}(h)$. Questa è l'equazione fondamentale per trasformare numeri casuali provenienti dalla distribuzione $f_{v_{det}}[v_{det}(h)]$ in numeri che, in termini di densità di probabilità, siano conformi a $f_{v_{rand}}[v_{rand}(h)]$. In termini di funzioni di ripartizione (CDF) l'equazione 4.16 diventa:

$$F_{v_{rand}}[v_{rand}(h)] = F_{v_{det}}[v_{det}(h)] \quad (4.17)$$

Applicando il metodo inverso si ottiene:

$$v_{rand}[v_{det}(h)] = F_{v_{rand}}^{-1}\{F_{v_{det}}[v_{det}(h)]\} \quad (4.18)$$

La nuova serie $v_{rand}[v_{det}(h)]$ è dunque caratterizzata da una distribuzione di probabilità gaussiana con media e deviazione standard uguali a quelle della serie $v_{rand}(h)$. Sommando $v_{rand}[v_{det}(h)]$ e $v_{rand}(h)$ si ottiene una nuova serie normalizzata per la velocità del vento oraria:

$$v_{norm}(h) = v_{rand}[v_{det}(h)] + v_{rand}(h) \quad (4.19)$$

Step 5: Transizione da una distribuzione normale a una Weibull

Siccome la distribuzione che meglio si adatta ai dati misurati di velocità del vento è la distribuzione di Weibull [71], nell'ultimo step della procedura l'algoritmo trasforma la serie normale $v_{norm}(h)$ in una serie conforme alla distribuzione di Weibull con la seguente formula derivate dal teorema di trasformazione integrale di probabilità:

$$v_{Weibull}(h) = c \cdot \left\{ -\ln \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cdot \operatorname{erf} \left(\frac{v_{norm}(h) - \mu}{\sqrt{2} \cdot \sigma} \right) \right] \right\}^{\frac{1}{k}} \quad (4.20)$$

Nell'equazione 4.20, μ e σ sono rispettivamente la media e la deviazione standard della serie $v_{norm}(h)$, mentre k e c sono i parametri della distribuzione di Weibull caratteristici del sito studiato. I parametri k e c possono essere stimati con uno dei metodi elencati nella sotto sezione 3.2.2 a seconda dei dati disponibili. In particolare, l'algoritmo implementato esegue la trasformazione descritta dall'equazione 4.20 cambiando i parametri μ , σ , k e c mese per mese.

Riassumendo, l'algoritmo genera una serie sintetica di 8760 valori tali che la velocità del vento oraria sia conforme, per ogni mese dell'anno, ad una distribuzione di Weibull realistica. Ciò è di fondamentale importanza per il corretto dimensionamento di una turbina eolica: il vento è caratterizzato da un'elevata intermittenza durante il giorno, perciò considerando solamente le medi giornaliere o mensili della velocità del vento durante le simulazioni, si rischierebbe di incorrere in grossolani errori di dimensionamento.

Di seguito sono riportati alcuni risultati derivanti dall'applicazione della procedura di sintetizzazione della velocità del vento nella località di Saint-Denis (Valle d'Aosta, Italia). Per quanto riguarda i valori dei parametri i_d , h_p e a , sono stati utilizzati dei valori standard proposti dal software HOMER:

- $i_d = 0.25$;
- $h_p = 15$;
- $a = 0.85$.

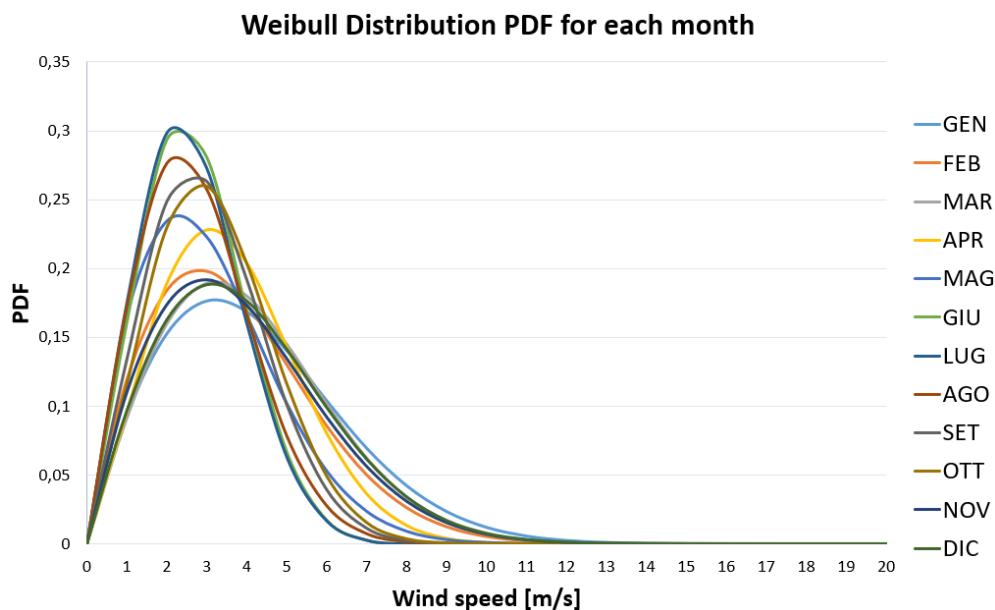


Figura 4.13: Velocità del vento nella località di Saint-Denis: curve della distribuzione di Weibull per i diversi mesi dell'anno ottenute tramite la stima dei parametri k e c con il metodo empirico

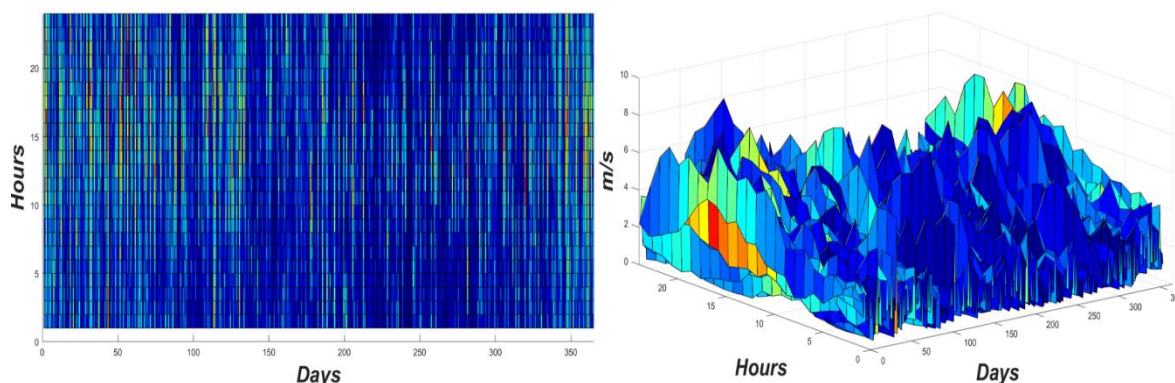


Figura 4.14: Immagini 2D e 3D del profilo sintetico di velocità del vento con risoluzione oraria per la località di Saint-Denis

La figura 4.13 mostra le curve della funzione di densità di probabilità per i diversi mesi dell'anno. Come si può notare la forma delle curve è diversa mese per mese, ciò è causato dalla variazione mensile dei parametri k e c . Dalla figura 4.14 si può notare il pattern diurno ipotizzato nello step 2 della procedura: la velocità del vento all'interno della giornata assume valori bassi nelle prime ore del mattino, aumenta nel tardo pomeriggio per poi diminuire di nuovo nelle ore serali. Inoltre, sempre dalla figura 4.14 si evince che per la località di Saint-Denis le stagioni più ventose sono l'inverno e la primavera.

Una volta generato il profilo sintetico di velocità del vento per il sito d'interesse è possibile calcolare la potenza estraibile da un'ipotetica turbina eolica. Sotto alcune condizioni riguardanti principalmente il vento (ad esempio si considerano velocità e direzione costanti su tutta l'area spazzata dalle pale), la potenza [W] teoricamente estraibile dal vento è calcolata come:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho_{air} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{hub}^3 \quad (4.21)$$

in cui v_{hub} è la velocità del vento in corrispondenza del rotore dell'aerogeneratore, R è il raggio delle pale, ρ_{air} è la densità dell'aria e C_p è definito come il coefficiente di prestazione di una turbina eolica, il cui limite teorico è definito dalla Legge di Betz ed è pari a 0.59 [72]. Quest'ultimo dipende da un parametro λ , detto "tip speed ratio", pari al rapporto tra la velocità tangenziale delle pale ($\omega \cdot R$) e la velocità del vento (v_{hub}), e dall'angolo di rotazione della pala rispetto al suo asse longitudinale (β). La figura 4.15 mostra un esempio di andamento della funzione $C_p(\lambda, \beta)$:

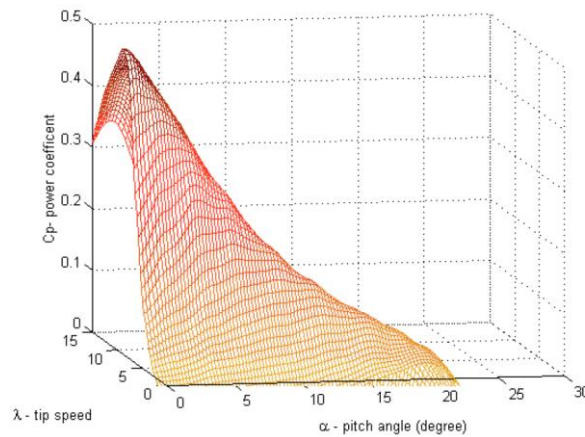


Figura 4.15: Andamento della funzione $C_p(\lambda, \beta)$ [73]

Nota la potenza, l'energia [Wh] generata dalla turbina è calcolata con la seguente equazione:

$$E_{el,wind} = P_{wind} [W] \cdot time [h] \quad (4.22)$$

Il profilo sintetico di velocità generato con la procedura descritta si riferisce ad un'altezza pari a 10 m dal livello del suolo. Per convertire la velocità del vento alla generica quota z [m] nella velocità in corrispondenza dell'altezza del rotore, z_{hub} [m], si può applicare la seguente legge di potenza:

$$v_{hub} = v_z \cdot \left(\frac{z_{hub}}{z}\right)^a \quad (4.23)$$

dove a è il coefficiente di attrito, il cui valore può variare con l'altezza, l'ora del giorno, la stagione dell'anno, la natura del terreno, la velocità del vento e la temperatura. In realtà la potenza realmente estraibile da una turbina eolica non è quella descritta dall'equazione 4.21 bensì quella derivante dalla curva di potenza della turbina, tipicamente fornita dai costruttori oppure espressa tramite la seguente espressione matematica di carattere generale:

$$P_{wind}(v) = \begin{cases} \frac{v^k - v_C^k}{v_R^k - v_C^k} \cdot P_R & v_C < v \leq v_R \\ P_R & v_R < v < v_F \\ 0 & v \leq v_C \text{ and } v \geq v_F \end{cases} \quad (4.24)$$

in cui v_C è la velocità di cut-in, v_R è la velocità del vento nominale (rated wind speed), v_F è la velocità di cut-out, k è il fattore di forma della distribuzione di Weibull e P_R è la potenza nominale erogata dalla turbina.

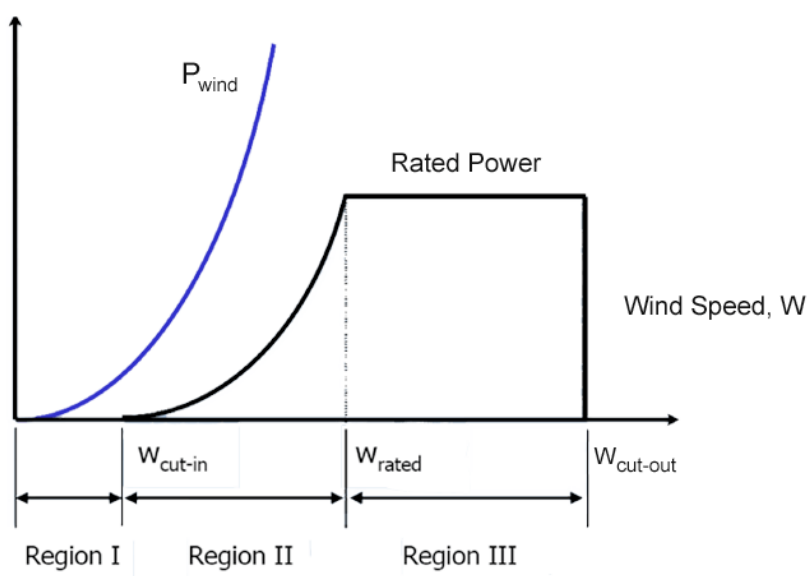


Figura 4.16: Differenza tra la potenza teorica estraibile dalla velocità del vento e quella realmente ottenibile tramite una turbina eolica

4.2.1 Risultati e validazione preliminare del modello

Per validare la metodologia proposta e stimare la bontà dei risultati ottenuti, sono stati confrontati i valori dei parametri k e c (mensili) della distribuzione di Weibull derivanti dalla serie sintetica di velocità del vento con quelli ottenuti mediante un'analisi sui dati di velocità disponibili nel database MERRA-2 per la località di Saint-Denis (Aosta). Inoltre, è stato fatto un confronto fra la velocità media, mensile e annuale, dei dati sintetici e dei dati osservati. I risultati sono riportati nella tabella seguente:

Mese	k_{obs}	k_{syn}	Err [%]	c_{obs}	c_{syn}	Err [%]	\overline{V}_{obs}	\overline{V}_{syn}	Err [%]
Gen	1.475	1.408	4.505	2.104	2.091	0.650	1.904	2.296	17.078
Feb	1.457	1.153	20.891	2.078	1.980	4.724	1.883	2.005	6.064
Mar	1.433	1.459	1.741	2.042	2.047	0.245	1.855	2.432	23.744
Apr	1.292	1.366	5.395	1.823	1.843	1.037	1.686	1.945	13.308
Mag	1.320	1.422	7.173	1.866	1.890	1.256	1.719	1.995	13.841
Giu	1.133	1.223	7.358	1.562	1.595	2.067	1.493	1.637	8.794
Lug	1.160	1.333	12.969	1.609	1.661	3.179	1.527	1.685	9.901
Ago	1.065	1.074	0.767	1.447	1.451	0.273	1.411	1.094	22.508
Set	1.065	1.109	3.920	1.447	1.466	1.352	1.411	1.264	10.464
Ott	1.115	1.178	5.306	1.533	1.558	1.591	1.472	1.224	16.841
Nov	1.254	1.481	15.340	1.762	1.813	2.855	1.640	1.690	2.996
Dic	1.464	1.379	5.793	2.088	2.070	0.886	1.891	2.013	6.070

Tabella 4.4: Confronto numerico tra i dati sintetici e i dati osservati per località di Saint-Denis

Come si può osservare dalla tabella riepilogativa soprastante, l'errore massimo per il parametro k è pari al 20.891 % (mese di febbraio) mentre quello per il parametro c è del 4.724 % (mese di febbraio). Inoltre, il massimo scostamento della velocità media mensile rispetto ai dati osservati si verifica nel mese di marzo ed è pari al 23.744 %.

La velocità media annuale dei dati sintetici è risultata pari a 1.778 m/s, quella dei dati osservati è di 1.657 m/s. Di conseguenza l'errore sulla velocità media annuale è risultato pari al 6.805 %. Tali errori, considerando anche il fatto di non aver ottimizzato i parametri i_a, h_p ad a , sono stati ritenuti accettabili.

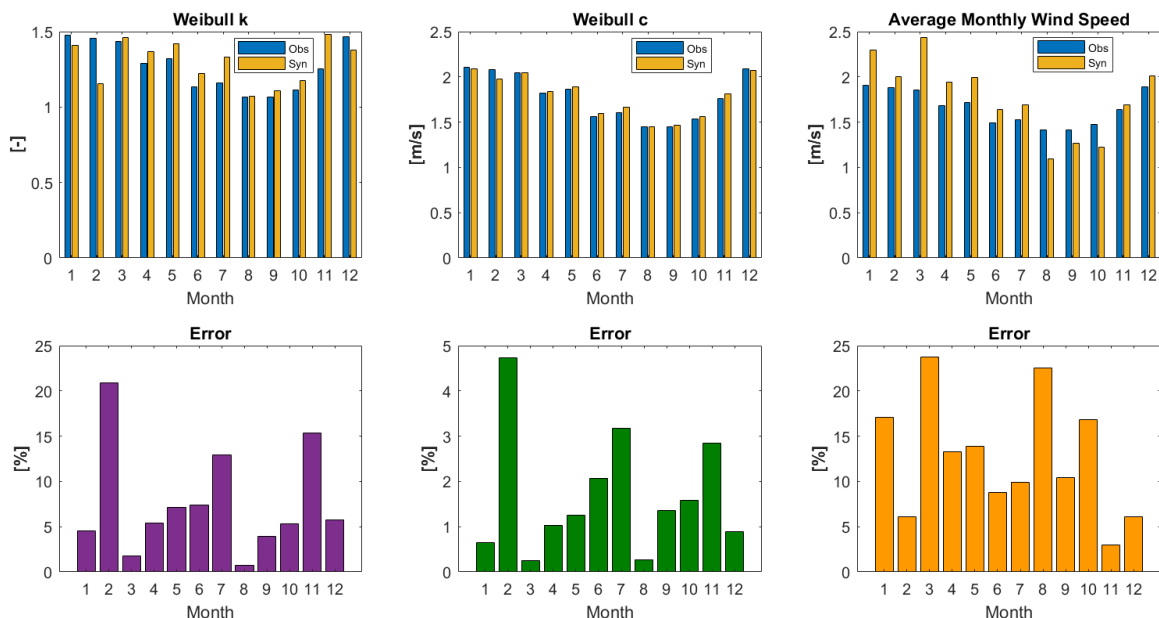


Figura 4.17: Confronto grafico e numerico tra i dati sintetici (giallo) e i dati osservati (blu) per la località di Saint-Denis

5 Analisi dinamiche elettromeccaniche per sistemi off-grid

5.1 Obiettivo e motivazioni

Nel seguente capitolo, dopo una breve introduzione al software DigSILENT PowerFactory [74], verranno descritti i principali aspetti e le peculiarità delle simulazioni elettromeccaniche in regime dinamico dei sistemi di energia (power systems). Lo scopo è quello di proporre una metodologia generale che, grazie a tali simulazioni nel dominio del tempo, possa fornire indicazioni utili circa la pianificazione e la progettazione di suddetti sistemi. Riprendendo quanto esposto nella sezione 2.3 della presente tesi, le classiche procedure di dimensionamento e ottimizzazione dei sistemi di energia non tengono (generalmente) in considerazione la dinamica dei sistemi durante il loro funzionamento. La capacità di un sistema energetico di mantenere la stabilità sotto piccoli disturbi prende il nome di stabilità dinamica. Questi piccoli disturbi possono verificarsi a causa di fluttuazioni casuali nei carichi o nelle generazioni. Nei sistemi di energia, e in particolare nei sistemi off-grid non interconnessi alle reti nazionali, queste fluttuazioni casuali possono portare a dannose conseguenze qualora non siano state prese le dovute precauzioni. La classificazione più importante dei fenomeni dinamici sta nel loro tempo naturale di risposta. La figura 5.1 mostra chiaramente la diversa scala temporale su cui vengono studiati i fenomeni dinamici rispetto agli studi di planning.

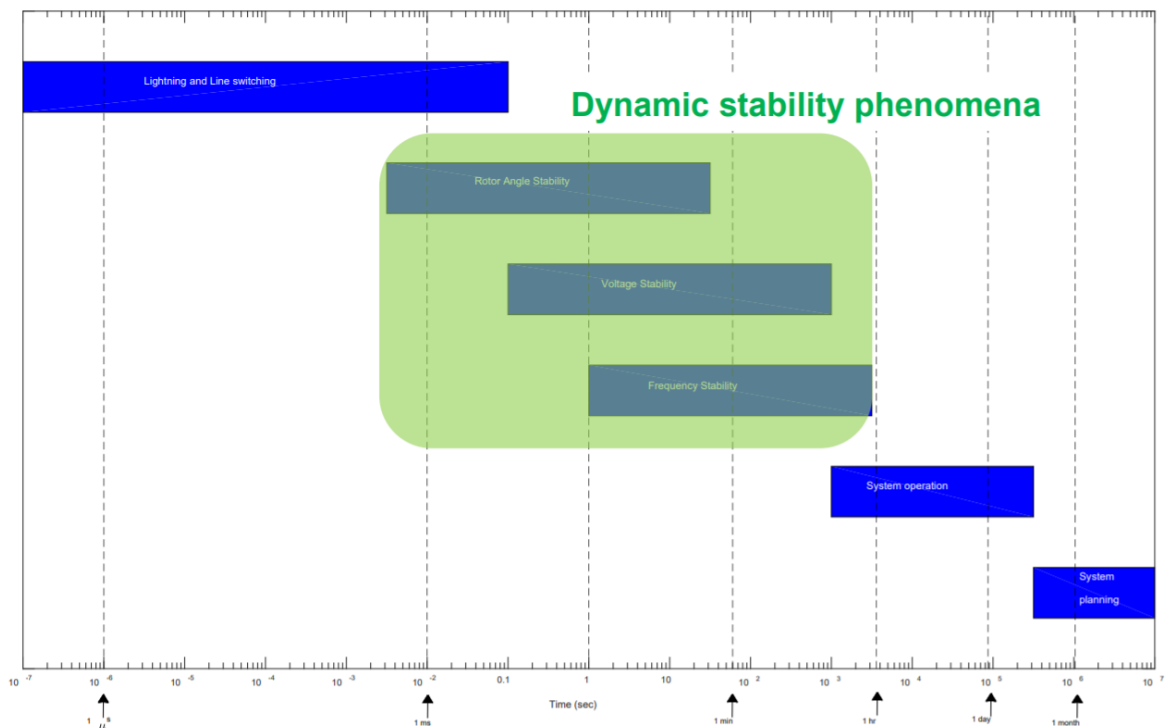


Figura 5.1: Intervalli di tempo caratteristici per fenomeni di diversa natura

Come si può notare dalla figura soprastante, lo studio dei fenomeni dinamici implica il raggiungimento di un elevato livello di dettaglio (scale temporali molto piccole). Lo studio della dinamica dei sistemi di energia, intesa come risposta delle principali grandezze ai transitori di funzionamento, risulta di fondamentale importanza al fine di evitare di realizzare sistemi e impianti che, nonostante siano stati dimensionati correttamente dal punto di vista energetico, risultino instabili e insicuri dal punto di vista dinamico ed elettrico. Affiancare le analisi dinamiche alle procedure di pianificazione a lungo termine può sicuramente portare a dei dimensionamenti più affidabili. Infatti, i risultati delle analisi dinamiche possono fornire ulteriori input e vincoli alle procedure “classiche” di dimensionamento e pianificazione, ciò al fine ottenere dei risultati migliori in termini di affidabilità e robustezza dei sistemi oggetto di design. La figura 5.2 mostra la panoramica di una possibile procedura ibrida per il dimensionamento e la pianificazione dei sistemi di energia off-grid (ma non solo) nella quale sono integrati sia gli input “classici” sia gli input derivanti dalle analisi dinamiche.

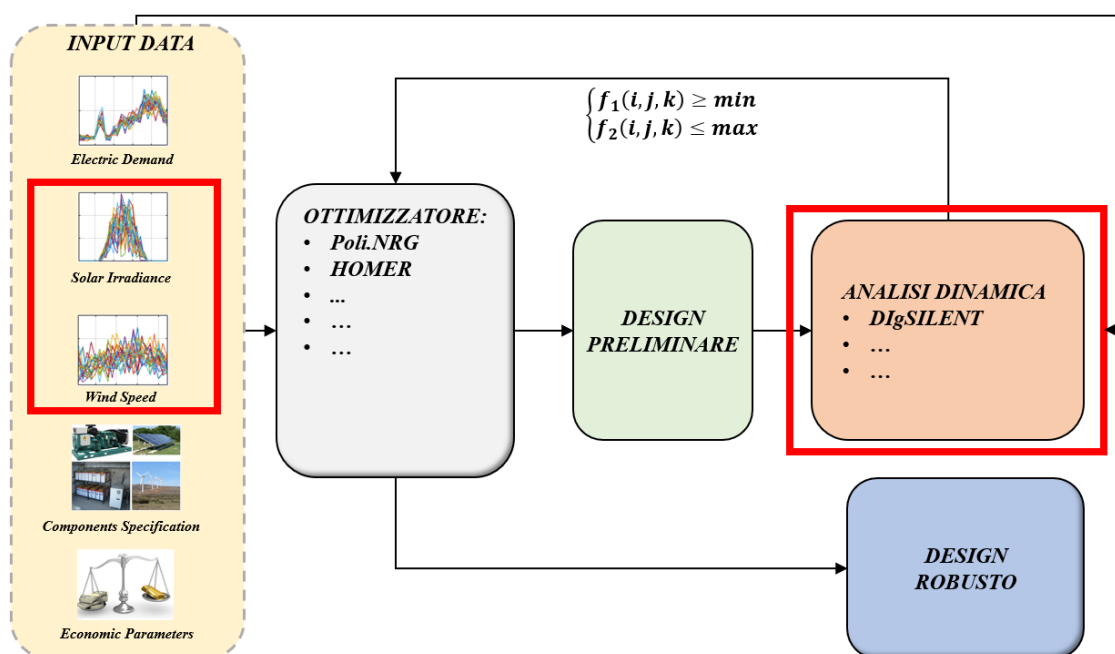


Figura 5.2: Panoramica di una possibile procedura ibrida per il dimensionamento robusto dei sistemi di energia (in particolare quelli off-grid), le cornici rosse a rappresentare le tematiche trattate nella presente tesi

5.2 Introduzione al software DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT [75] è una società di software e consulenza che fornisce servizi di ingegneria nel campo dei sistemi elettrici di trasmissione, distribuzione, generazione e degli impianti industriali. Inoltre, DIgSILENT ha un particolare interesse nei campi della simulazione e dell'integrazione delle energie rinnovabili. DIgSILENT PowerFactory è un'applicazione software per l'analisi di sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione nonché di sistemi industriali. Copre una vasta gamma di funzionalità, partendo da quelle standard fino a quelle più sofisticate quali la simulazione e il monitoraggio in tempo reale di sistemi di generazione distribuita e generazione eolica.

PowerFactory fornisce tutte le funzionalità necessarie per condurre studi complessi volti all'integrazione della generazione da fonti rinnovabili nelle reti di trasmissione, distribuzione e negli impianti industriali. Tale integrazione, al giorno d'oggi, risulta essere uno dei principali driver nella pianificazione e nell'analisi delle reti elettriche. Inoltre, il software fornisce una libreria completa di modelli per i componenti che costituiscono un generico sistema elettrico. La libreria include modelli per generatori, motori, controllori, carichi dinamici e anche per vari elementi passivi come linee, trasformatori e carichi statici. Le funzioni di simulazione disponibili nel tool PowerFactory sono in grado di analizzare il comportamento dinamico di una vasta varietà di sistemi energetici nel dominio del tempo. Queste funzioni rendono perciò possibile la modellazione di sistemi complessi, tenendo conto sia dei parametri elettrici che di quelli meccanici. La figura 5.3 mostra una panoramica delle funzioni e dei campi di applicazione del tool DigSILENT PowerFactory:

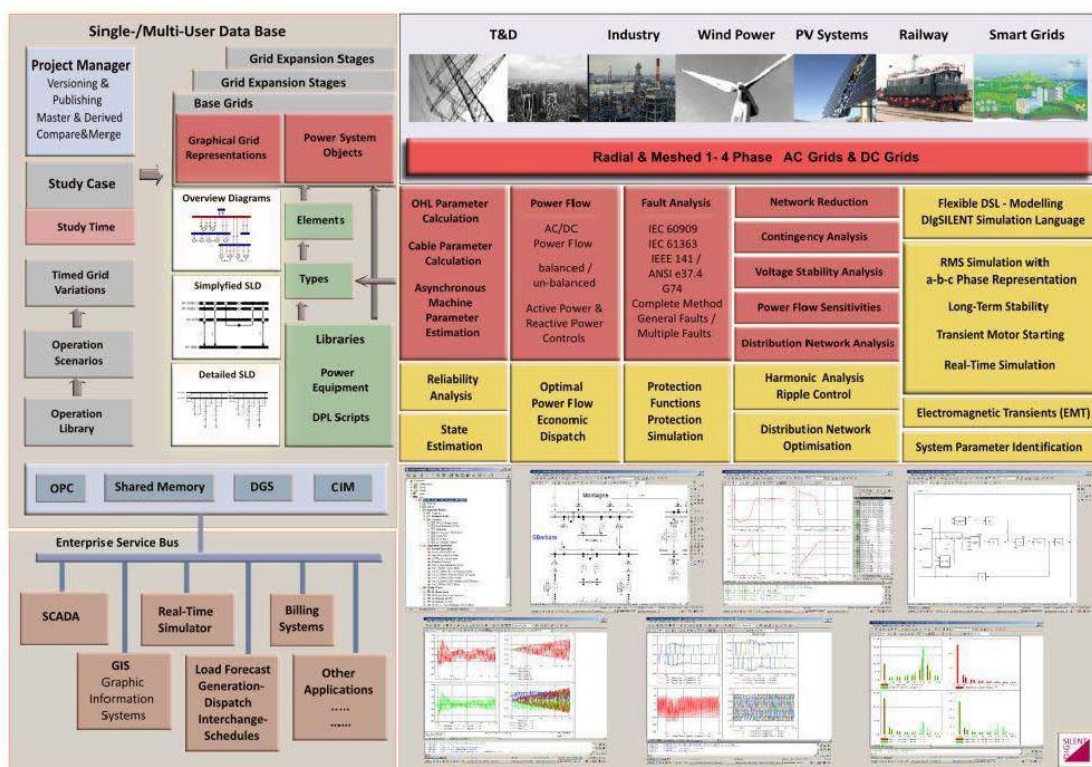


Figura 5.3: Panoramica delle funzioni di DigSILENT PowerFactory

Transitori, problemi di stabilità e problemi di controllo sono sempre più fenomeni e considerazioni importanti che rivestono un ruolo chiave durante la pianificazione, la progettazione e la gestione dei moderni sistemi di alimentazione. Lo studio di suddetti fenomeni permette di valutare aspetti quali la stabilità, la robustezza e la sicurezza del sistema dal punto di vista elettrico; aspetti che non vengono generalmente presi in considerazione dai software di pianificazione energetica descritti nel Capitolo 2.

Gli studi che coinvolgono transitori elettromeccanici ed elettromagnetici vengono tipicamente condotti utilizzando simulazioni dinamiche nel dominio del tempo applicate a periodi di tempo variabili.

I transitori presenti nei sistemi elettrici di alimentazione possono essere classificati secondo tre possibili intervalli temporali:

- Transitori di breve termine, o transitori elettromagnetici;
- Transitori di medio termine o transitori elettromeccanici;
- Transitori di lungo termine.

Grazie alla modellazione multilivello degli elementi presenti nel sistema e all'uso di algoritmi avanzati, le funzioni disponibili in DIGSILENT PowerFactory permettono di analizzare l'intero range di fenomeni transitori che si possono instaurare in un sistema elettrico. Di conseguenza sono disponibili tre diverse funzioni di simulazione, di seguito brevemente descritte:

1. Una funzione base che utilizza una rete simmetrica a stato stazionario (RMS) per transitori di medio e lungo termine in condizione di rete bilanciata;
2. Una funzione trifase che utilizza un modello di rete stazionario (RMS) per transitori di medio e lungo termine in condizioni di rete bilanciata e sbilanciata;
3. Una funzione di simulazione di transitori elettromagnetici (EMT) che utilizza un modello di rete dinamico per transitori elettromagnetici ed elettromeccanici in condizioni di rete bilanciata e sbilanciata. Questa funzione è particolarmente adatta all'analisi di transitori di breve termine.

Le simulazioni nel dominio del tempo in DIGSILENT PowerFactory sono inizializzate tramite un calcolo di load flow, inoltre vengono determinate le condizioni iniziali per tutti gli elementi del sistema, comprese le unità di controllo e i componenti meccanici. Queste condizioni iniziali rappresentano il punto di funzionamento del sistema in regime stazionario all'inizio della simulazione, soddisfacendo il requisito che le derivate di tutte le variabili di stato dei carichi, delle macchine, dei controllori, ecc. siano pari a zero. Ovviamente prima di iniziare un processo di simulazione, l'utente deve definire quale tipo di rappresentazione del sistema deve essere usata nella simulazione, il time-step da utilizzare per eseguire la simulazione e soprattutto quali eventi simulare.

5.3 Modelli dinamici per simulazioni nel dominio del tempo

L'analisi nel dominio del tempo di sistemi elettrici può essere condotta con il tool PowerFactory e tipicamente si basa su modelli predefiniti. Nella maggior parte dei casi vengono utilizzati i modelli definiti dagli standard proposti dall'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) [76]. Ai fini della pianificazione di un generico sistema, questo approccio standard può essere ritenuto accettabile, infatti, i set di parametri predefiniti consentono di ottenere un comportamento ragionevole del sistema analizzato. Questo approccio è spesso applicato anche per l'analisi in fase di operazione. Grazie ai modelli standard il sistema simulato dovrebbe mostrare una risposta simile a quella di un sistema reale. Per sistemi e configurazioni per cui non esistono modelli dello standard IEEE il tool PowerFactory permette di creare modelli altamente specializzati definiti dall'utente.

La corretta modellazione del sistema dal punto di vista dinamico è uno dei problemi più critici nel campo delle analisi di stabilità. Data l'elevata complessità dei problemi di analisi di transitori, la filosofia di modellazione di PowerFactory è orientata verso un approccio di modellazione sistemico e rigorosamente gerarchico che combina metodi grafici e metodi cosiddetti "script-based". La base per l'approccio alla modellazione dinamica in DIgSILENT PowerFactory è formata dalla definizione dei seguenti livelli di modellazione nel dominio del tempo:

- *DSL Block Definitions*: basato sul "Dynamic Simulation Language" (DSL) forma il blocco base che rappresenta le funzioni di trasferimento e le equazioni differenziali dei vari modelli dinamici.
- *Built-in models e common models*: i built-in models sono i modelli utilizzati da PowerFactory per i componenti tipici dei sistemi elettrici. I common models sono basati sui DSL Block Definitions e sono l'interfaccia per i modelli definiti dall'utente.
- *Composite models*: sono basati sui *composite frames* e sono usati per combinare e interconnettere diversi elementi (built-in models) e/o common models.

La figura 5.4 mostra la logica su cui si basa la modellazione in PowerFactory: si parte dal blocco descrivente le funzioni di trasferimento e le equazioni differenziali del generico elemento fino ad arrivare al frame finale contenente i common e composite models.

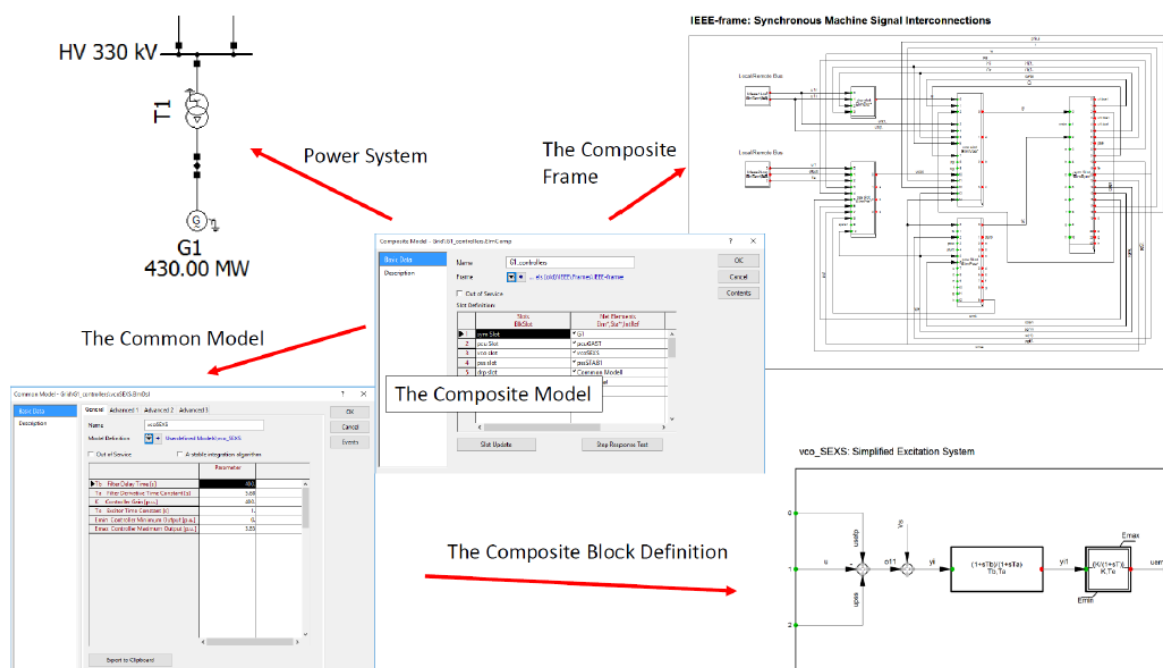


Figura 5.4: Logica gerarchica di modellazione in DIgSILENT PowerFactory

Al fine di esemplificare la filosofia di modellazione di PowerFactory sopra descritta, si consideri il generico schema di un impianto idroelettrico come mostrato in figura 5.5:

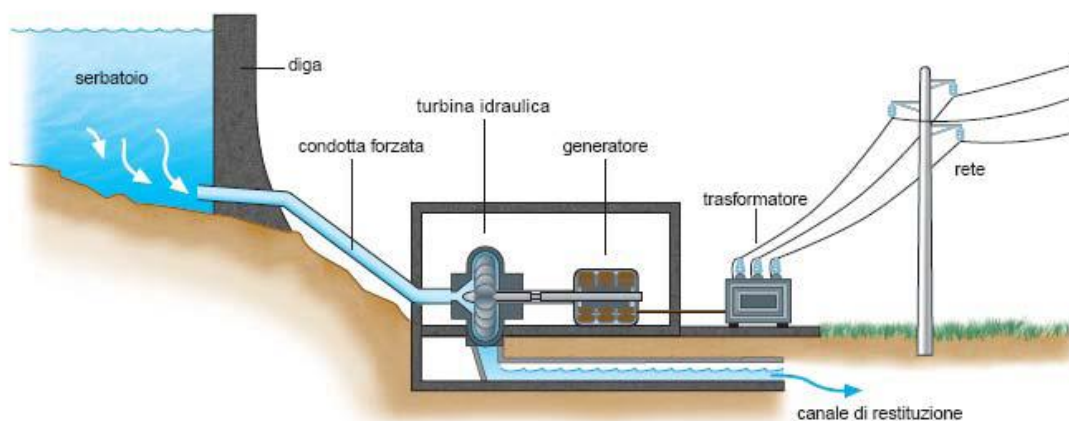


Figura 5.5: Schema di un impianto idroelettrico per la produzione di energia elettrica

In un sistema quello mostrato nella figura soprastante, la quantità di acqua che fluisce nella condotta forzata è controllata da una valvola di controllo posizionata all'ingresso della condotta. L'acqua che attraversa la condotta forzata raggiunge la turbina e la mette in movimento, dopodiché viene scaricata a valle tramite un apposito canale. La turbina idroelettrica è generalmente collegata ad un generatore sincrono, il quale è a sua volta collegato alla rete elettrica. La posizione della valvola di controllo è controllata da un sistema di regolazione (governor system) che tenta di mantenere l'uscita del generatore ad una frequenza costante. Inoltre, un regolatore automatico di tensione (AVR – Automatic Voltage Regulator) è tipicamente collegato al generatore al fine di controllare la tensione ai terminali della macchina regolando l'eccitazione del rotore. Attraverso la breve descrizione dell'impianto sopra riportata si può chiaramente osservare la presenza di segnali di controllo (apertura della valvola di controllo, tensione di eccitazione), obiettivi di controllo e feedback (frequenza, tensione ai terminali). Tutto ciò può essere schematizzato all'interno dell'ambiente PowerFactory, come mostrato nello schema a blocchi riportato in figura 5.6:

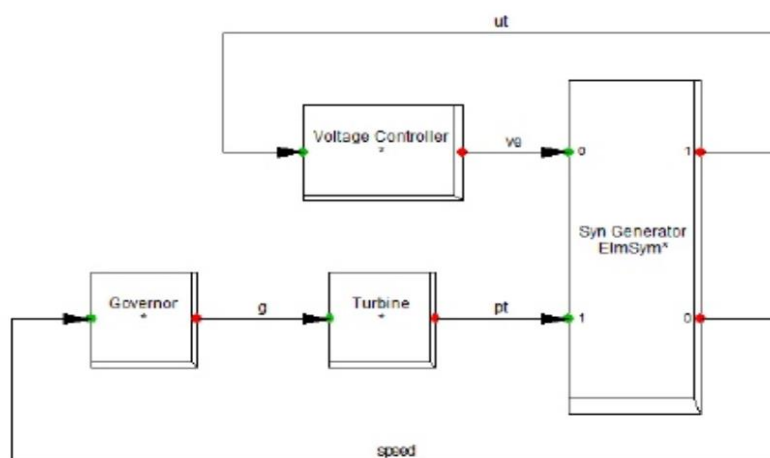


Figura 5.6: Esempio di composite frame per un sistema di generazione idroelettrico (DIgSILENT PowerFactory)

Il composite frame mostrato nella figura 5.6 mostra come sono collegati il generatore sincrono, la turbina, il governor e il regolatore di tensione. Inoltre, sono rappresentati i vari segnali in input/output a ciascun elemento dello schema. I blocchi del composite frame che rappresentano il generatore, la turbina, il governor e il regolatore di tensione sono solamente degli slot vuoti ai quali l'utente dovrà assegnare, dopo averli opportunamente definiti, dei modelli che rappresentino il comportamento dinamico di suddetti elementi. Tali modelli dinamici possono essere selezionati da una vasta e completa libreria presente all'interno di PowerFactory, oppure possono essere definiti in modo autonomo dall'utente.

6 Caso studio: microgrid per la scuola di Ngarenanyuki (Tanzania)

La Tanzania è uno dei paesi in cui la principale causa di povertà è la mancanza di accesso all'energia. È un paese a basso reddito in cui la maggior parte della popolazione vive in zone rurali. Il mancato accesso all'elettricità è vissuto dalla maggioranza della popolazione, come mostrato nella figura 6.1:

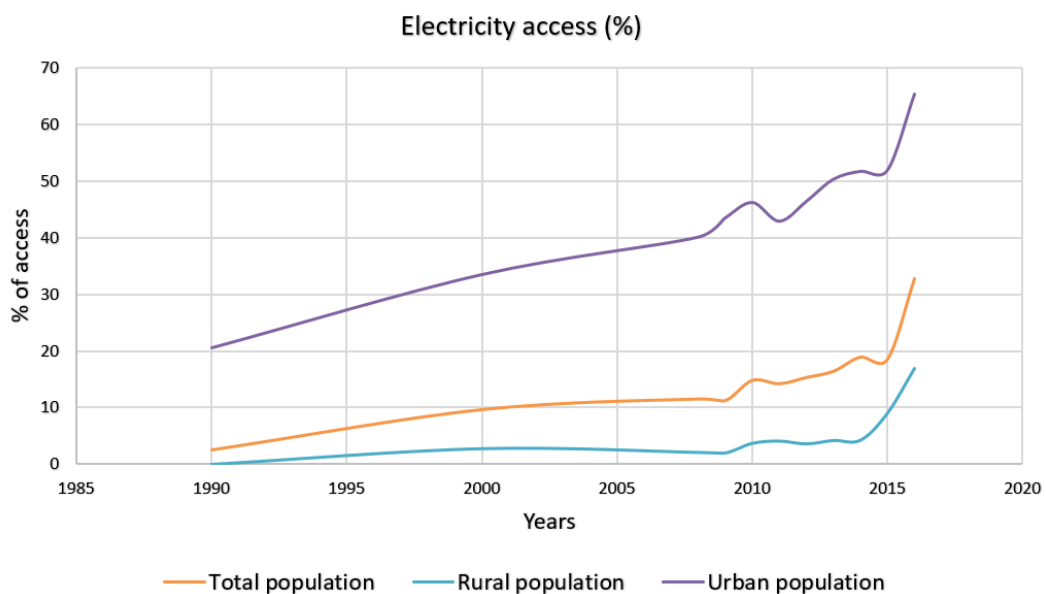


Figura 6.1: Accesso all'elettricità in Tanzania [77]

Come si può notare dalla figura soprastante, ad oggi in Tanzania la percentuale di persone che hanno accesso all'elettricità, sul totale della popolazione, è minore del 50 %. Inoltre, focalizzando l'attenzione solamente sulla popolazione rurale e nonostante vi sia stato un marcato aumento negli ultimi anni, solamente il 17 % della popolazione ha avuto accesso all'elettricità nel 2016 [77]. Dal 1975 il settore energetico tanzaniano è controllato dalla compagnia nazionale TANESCO. TANESCO è una compagnia verticalmente integrata che possiede un totale di circa 1500 MW di capacità di generazione installata, di cui il 5 % proveniente da sistemi off-grid. TANESCO punta ad espandere la sua capacità di trasmissione e generazione (oltre 1000 MW) entro il 2020. Inoltre, la compagnia ha previsto dei piani a breve e lungo termine per estendere la rete nazionale principale verso aree isolate il cui fabbisogno è tipicamente soddisfatto grazie alla presenza di sistemi off-grid [78].

Il progetto Energy4Growing [25] è un'iniziativa proposta da un gruppo di ricercatori del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. È stato attivato nel 2013 con lo scopo di fornire soluzioni on-grid e off-grid in paesi emergenti in via di sviluppo.

L’iniziativa collabora dal 2015 con la scuola secondaria di Ngarenanyuki, in Tanzania, con l’obiettivo di migliorare l’accesso all’energia nella scuola. La scuola è situata vicino al piccolo villaggio di Ngarenanyuki, collocato in un’area rurale della regione di Arusha, nella parte nord-est del paese. Il progetto pilota lanciato a Ngarenanyuki nel 2015 ha rappresentato un caso studio significativo per l’implementazione “bottom up” di microgrid. Una microgrid ibrida è stata installata nella scuola, combinando sistemi di generazione già esistenti in loco e nuove installazioni. Il sistema, ad oggi ancora attivo e fornitore della maggior parte del fabbisogno di elettricità della scuola, è composto da unità di generazione, sistemi di accumulo, unità di controllo e sistemi di conversione. La figura 6.2 mostra la posizione geografica della scuola di Ngarenanyuki:

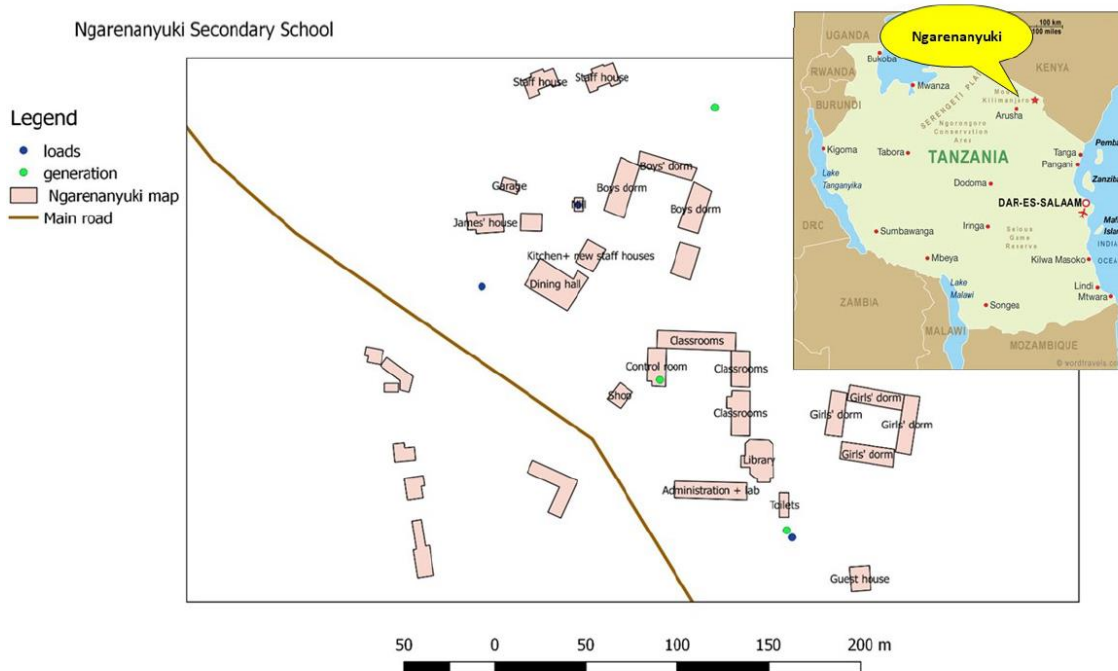


Figura 6.2: Localizzazione della scuola secondaria di Ngarenanyuki in Tanzania

Il consumo energetico della scuola è stato monitorato dal Politecnico di Milano a partire dal 2015, anno in cui il sistema stand alone è stato installato. Ai fini del presente lavoro di tesi i dati relativi al consumo energetico della scuola sono stati utilizzati come input per il dimensionamento di una nuova possibile microgrid e, successivamente, per le simulazioni dinamiche della stessa in DIGSILENT PowerFactory. Un piccolo villaggio rurale come quello di Ngarenanyuki è perfettamente collocabile nel contesto dell’accesso all’energia descritto nel Capitolo 1, per il quale potrebbero essere necessari, qualora un potenziale investitore decida di affrontare lo studio per la realizzazione di un sistema off-grid, i metodi per la generazione di profili sintetici descritti nel Capitolo 4; è infatti poco probabile che in un contesto come quello appena descritto vi sia la presenza di sofisticati e collaudati sistemi di misurazione volti a collezionare numerosi dati relativi alla disponibilità di risorse energetiche.

6.1 Profili sintetici e dimensionamento tecnico-economico della microgrid

I dati relativi ai consumi energetici realmente verificatosi nella scuola di Ngarenanyuki, sono stati considerati come un generico fabbisogno per il quale fosse necessario dimensionare e pianificare un sistema ibrido off-grid in grado di soddisfare tale richiesta di energia. Per disporre di un'indicazione circa la disponibilità di risorse energetiche nella zona oggetto di studio, sono stati utilizzati i modelli proposti nel Capitolo 4 per sintetizzare dei profili annuali di radiazione solare e velocità del vento. Dopodiché questi input sono stati utilizzati per trovare un primo dimensionamento di partenza del sistema. In particolare, al fine di ottenere tale dimensionamento è stata utilizzata una procedura implementata in un tool sviluppato all'interno di CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) [79] [80]. La procedura citata ha l'obiettivo di fornire la miglior configurazione per l'elettrificazione di aree rurali attraverso un'ottimizzazione sub-ottima del dimensionamento dei componenti. L'ottimizzatore all'interno del tool effettua un'analisi tecnico-economica basata sugli indicatori descritti nel Capitolo 2 (LLP, NPC, LCoE) al fine di trovare la soluzione ottima all'interno dello spazio delle possibili soluzioni. Attraverso tale procedura si possono simulare diverse possibili soluzioni tecniche come, ad esempio, sistemi *stand alone*, *PV microgrid*, *Wind microgrid* e *PV+Wind microgrid*.

Nel caso in questione si è ricercato il dimensionamento ottimale per la soluzione *PV+WIND microgrid*. Ovviamente, essendo le soluzioni citate fortemente dipendenti dalla disponibilità di risorse rinnovabili, ed essendo tali fonti di energia altamente aleatorie, il tool considera anche la presenza di sistemi di accumulo. Perciò, la microgrid che tramite la procedura verrà preliminarmente dimensionata, sarà basata sulle fonti rinnovabili disponibili in loco (sole e vento ai fini del seguente studio) e su sistemi di accumulo. In particolare, volendo descrivere a livello generale la possibile configurazione della microgrid in questione, i principali componenti di cui dovrà sicuramente disporre sono:

- Pannelli fotovoltaici: sono composti da celle formate da diversi materiali semiconduttori che sono in grado di trasformare la radiazione solare incidente in corrente continua (DC).
- Turbine eoliche: sfruttano l'energia cinetica del vento per generare corrente alternata (AC).
- Convertitori: sono dispositivi in grado di convertire l'energia elettrica, qualora fosse necessario, con conversioni del tipo AC/DC, DC/AC, DC/DC o AC/AC.
- Batterie per l'accumulo di energia (BESS): sono dispositivi elettrochimici in grado di immagazzinare e rilasciare energia.
- Regolatore di carica (charge controller): è un dispositivo che gestisce le batterie e regola la loro carica e scarica.
- Inverter: trasforma l'energia elettrica (DC) derivante dalla generazione PV e dalle batterie in corrente alternata da mandare agli eventuali carichi in AC.
- Rete elettrica: è costituita dai cavi che collegano l'inverter e gli altri elementi del sistema con tutte le utenze.

È bene ricordare che non vi è un'unica soluzione standard per la realizzazione di una microgrid, infatti esistono diverse possibili configurazioni in funzione della natura dei carichi e dei sistemi di generazione previsti.

Ad oggi la tipologia di microgrid maggiormente diffusa e matura è quella delle AC microgrid, in cui tutte le unità con output in AC sono direttamente collegate con il bus AC, le unità in corrente continua (DC) sono collegate prima ad un bus DC e poi al bus AC grazie all'utilizzo di un convertitore DC/AC, i carichi in AC sono direttamente collegati al bus AC e gli eventuali carichi DC seguono la stessa logica delle unità con output in DC. Le DC microgrid sono un nuovo concetto per il futuro dei sistemi off-grid. Infatti, si sta riscontrando un forte aumento nella quantità di apparecchiature che necessitano di corrente continua per il loro funzionamento [81]. Nel prossimo futuro le DC microgrid diventeranno un'alternativa sempre più comune nei confronti delle AC microgrid. La figura 6.3 mostra due possibili configurazioni per una *PV+Wind microgrid*:

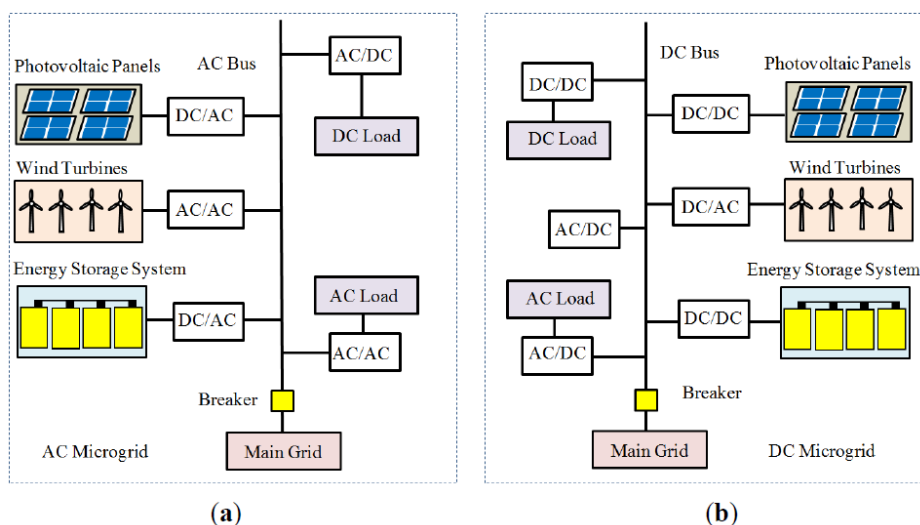


Figura 6.3: (a) AC microgrid; (b) DC microgrid

Utilizzare il tool precedentemente citato per la soluzione tecnica *PV+WIND microgrid* significa trovare la miglior configurazione per un sistema che sfrutta sia la fonte solare che quella eolica. Come già introdotto, l'approccio adottato è quello di una sub-ottimizzazione. Di seguito è riportata una breve descrizione della procedura utilizzata dal tool per il caso *PV+Wind microgrid*:

- Il mix ottimale di PV e Wind viene trovato grazie ad una specifica funzione obiettivo.
- Il mix ottimale viene utilizzato per calcolare il dimensionamento intuitivo dei componenti della microgrid.
- Mantenendo fisso il rapporto tra fotovoltaico ed eolico e partendo dal dimensionamento intuitivo viene creato lo spazio delle possibili soluzioni: vengono simulate e confrontate diverse configurazioni basate su diversi tipi di turbine.
- Tra queste configurazioni viene scelta la migliore turbina (prima ottimizzazione).
- La soluzione della prima ottimizzazione è il punto di partenza della seconda ottimizzazione: viene creato un nuovo spazio di analisi, basato solo sulla migliore turbina, variando il rapporto tra le due fonti.
- La soluzione della seconda ottimizzazione viene scelta come configurazione ottimale per l'opzione *PV+Wind microgrid*.

Per poter realizzare gli step descritti e trovare il dimensionamento ottimale per la microgrid la procedura ha richiesto diversi input. L'apposita sezione "Input Module" presente all'interno del tool permette di inserire tutti i dati necessari. In particolare, è stato necessario specificare la posizione geografica del sito ($lat = -3.14^\circ$, $long = +36,89^\circ$), gli anni di vita utile previsti (20), il tasso d'interesse dell'investimento (6 %), la massima probabilità di perdita del carico (LLP) accettabile (5 %), la tecnologia di batterie da utilizzare (batterie agli ioni di Litio), l'altezza a cui posizionare il rotore delle turbine eoliche (10 m) e lo stato di carica (SOC) minimo delle batterie utilizzate (10 %). Inoltre, in aggiunta agli input sopra elencati, il tool ha richiesto la lettura di tre serie temporali da file esterno: carico orario in kW, velocità del vento oraria alla quota di 10 m in m/s e produzione fotovoltaica oraria in kW/kWpicco per un intero anno (8760 valori).

Per quanto riguarda il carico, sono state elaborate e aggregate a livello orario le misurazioni dei consumi energetici della scuola di Ngarenanyuki (i dati originali erano alla risoluzione del secondo). In particolare, si è deciso di utilizzare il carico "residuo" derivante dalla differenza tra il vero carico richiesto dalla scuola e la produzione di una turbina idroelettrica installata grazie al progetto E4G. Il carico residuo ottenuto, siccome nel reale funzionamento della scuola la turbina idroelettrica è stata usata per coprire il fabbisogno della scuola ma anche per ricaricare la batteria, presenta valori sia positivi che negativi. Ovviamente il tool utilizzato per il dimensionamento interpreta i valori positivi come un effettivo carico da soddisfare tramite i sistemi di generazione previsti (PV+Wind), mentre quelli negativi come energia da stoccare nel sistema di accumulo.

La serie temporale per la velocità del vento è stata generata seguendo gli step della metodologia proposta nel Capitolo 4. La figura 6.4 mostra diversi profili sintetici di velocità del vento generati per la località di Ngarenanyuki; ognuno di essi rappresenta un possibile scenario (ai fini del dimensionamento è stato utilizzato solamente uno dei profili generati).

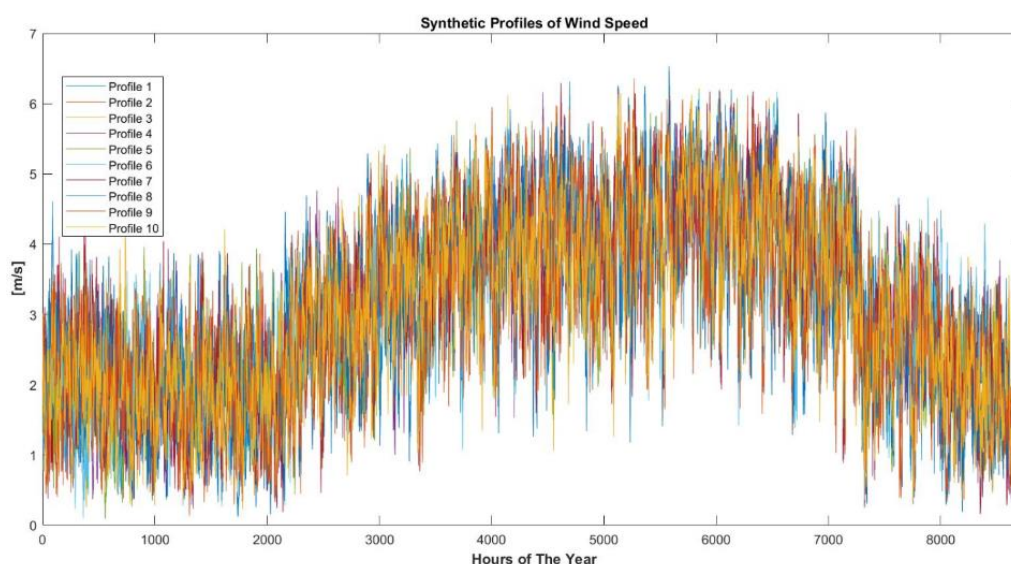


Figura 6.4: Profili sintetici di velocità del vento per la località di Ngarenanyuki

Infine, la serie temporale per la produzione oraria fotovoltaica è stata ottenuta partendo da una serie sintetica di radiazione solare creata con la procedura descritta nel Capitolo 4: come prima cosa, dopo aver generato una serie annuale, è stata eseguita una conversione per passare da Wh/m^2 a W/m^2 , dopodiché i valori al quarto d'ora sono stati mediati per ottenere un profilo orario e, come ultimo step, tramite l'introduzione di un rendimento per il pannello fotovoltaico, il profilo di radiazione solare incidente sulla superficie del pannello è stato trasformato in potenza prodotta. Ai fini del calcolo della potenza prodotta è stata utilizzata una potenza di picco pari ad 1 kW e un valore dell'angolo di inclinazione del pannello (β) suggerito dal tool, derivante da un processo di ottimizzazione condotto su tale parametro.

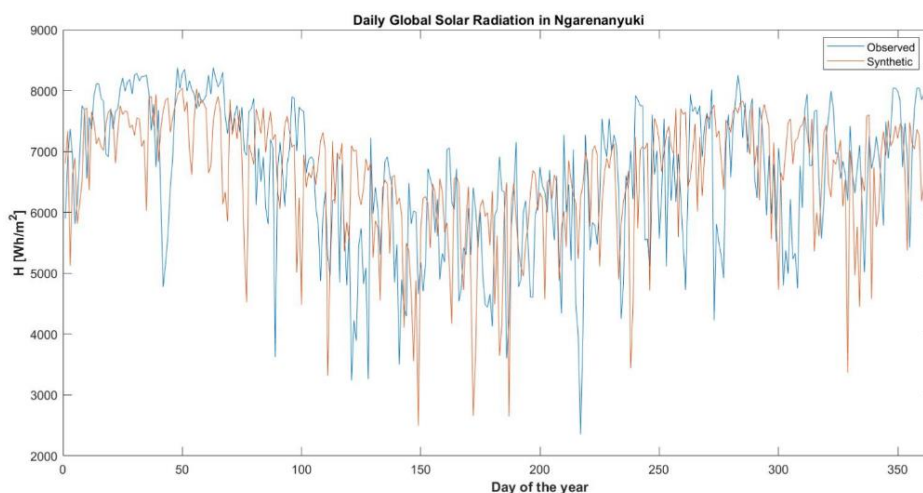


Figura 6.5: Radiazione solare a Ngarenanyuki: profilo sintetico e dati provenienti dal database SoDa

La tabella seguente riporta il risultato a valle della seconda ottimizzazione performata dal tool, ovvero la configurazione ritenuta ottimale (senza tenere conto dei fenomeni dinamici) per una PV+Wind microgrid che debba soddisfare il fabbisogno di energia richiesto:

Turbine name	Gaia Wind 133 – 11 kW	
Turbine database number	38	
Number of turbine	2	
P_Wind	21.86	[kW]
P_PV	7.20	[kW]
BESS	30.96	[kWh]
LLP	4.80	[%]
NPC	84282.20	[€]
LCoE	1.73	[€/kWh]
PV/Wind ratio	0.33	[-]

Tabella 6.1: Dimensionamento energetico ottimale per una PV+Wind microgrid ottenuto tramite il tool sviluppato in CESI [80]

Al fine di comprendere meglio il comportamento della microgrid, nelle figure seguenti sono riportati i profili di lavoro per alcuni giorni caratteristici. In particolare, essi rappresentano l'andamento del carico residuo, la potenza generata dai pannelli fotovoltaici, la potenza generata dalle turbine eoliche, la perdita di carico dell'impianto (LL) e lo stato di carica del sistema di accumulo (SOC). Per gli stessi giorni sono stati riportati anche i grafici raffiguranti il carico totale e la produzione idroelettrica misurati nella scuola di Ngarenanyuki, la cui differenza ha definito il carico residuo su cui è stata dimensionata la microgrid.

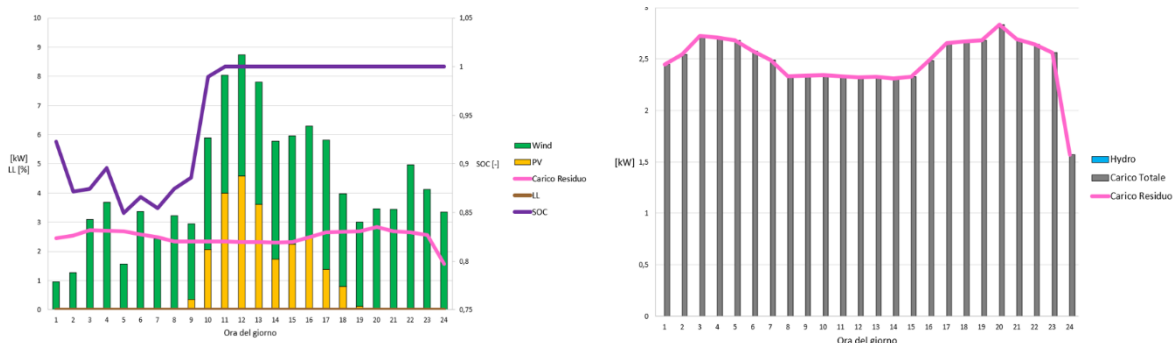


Figura 6.6: Profili della giornata in cui si è verificato il massimo carico residuo

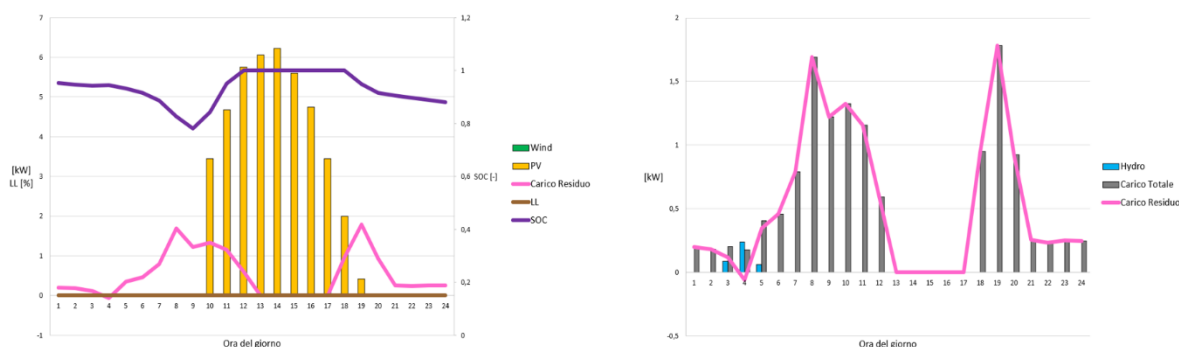


Figura 6.7: Profili della giornata in cui è stata massima la produzione da fotovoltaico

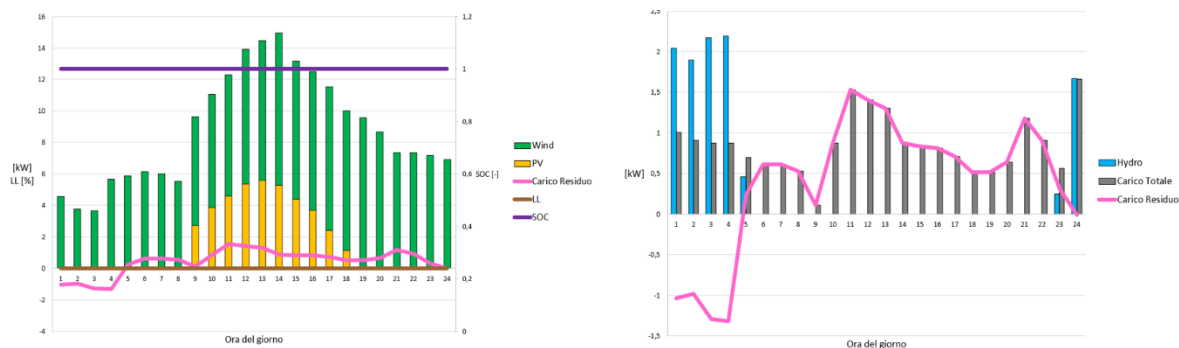


Figura 6.8: Profili della giornata in cui è stata massima la produzione eolica

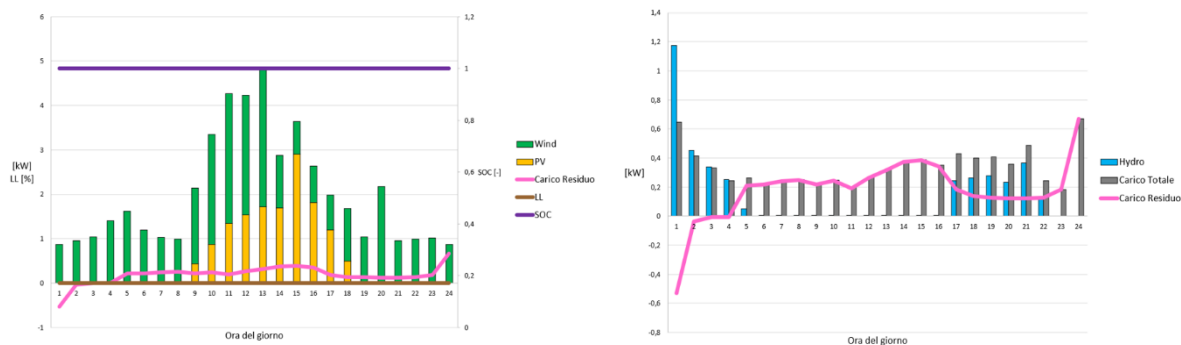


Figura 6.9: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione da fotovoltaico

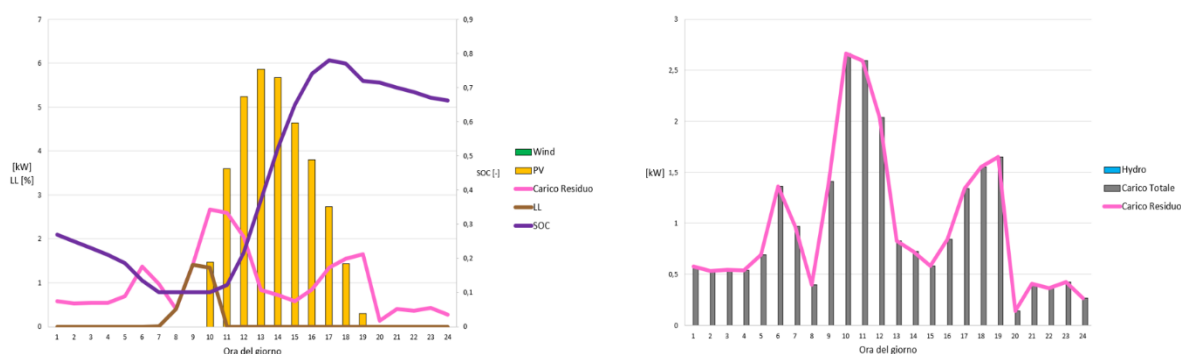


Figura 6.10: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione eolica

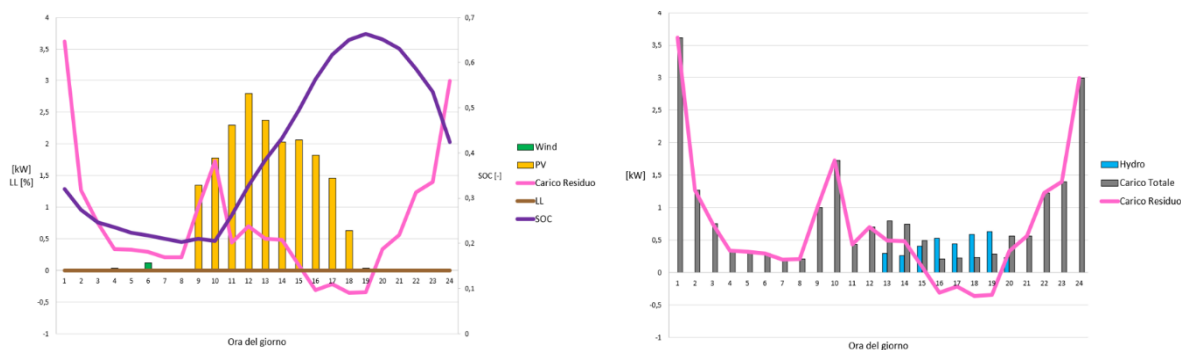


Figura 6.11: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione di PV+Wind

Come si può notare dai grafici presentati, nella giornata in cui è risultata minima la produzione eolica (figura 6.10) si prevede una perdita di carico; la produzione da fotovoltaico e il sistema di accumulo non sono risultati sufficienti a coprire il fabbisogno richiesto. Nelle altre giornate riportate la combinazione di produzione da fonti rinnovabili (PV+Wind) e sistema di accumulo è risultata sufficiente al soddisfacimento del carico.

6.2 Modellazione di una microgrid ibrida in DIgSILENT PowerFactory

Per indagare e verificare la robustezza e l'affidabilità della microgrid dimensionata anche dal punto di vista elettrico e non solo energetico, è stato realizzato un modello di microgrid ibrida in ambiente DIgSILENT PowerFactory; grazie a tale modellazione è stato possibile realizzare delle simulazioni al fine di osservare il comportamento delle principali grandezze elettriche durante il funzionamento della microgrid. Lo scopo generale è quello di capire come si comporta il sistema a fronte di eventi "critici". Tali eventi potrebbero essere degli improvvisi guasti sulla rete, piuttosto che delle particolari condizioni in cui vi siano brusche variazioni delle variabili caratteristiche della microgrid quali, ad esempio, il carico, la produzione da fonti rinnovabili o una combinazione di esse.

Tali simulazioni sono state proposte nell'ottica di essere integrate a supporto di una più ampia procedura per il dimensionamento dei sistemi off-grid; tale procedura può essere individuata in uno dei software commerciali descritti nel Capitolo 2. Infatti, le procedure di planning precedentemente descritte, nonché il tool sviluppato in CESI utilizzato nel presente lavoro di tesi, non tengono conto, ai fini del dimensionamento del sistema, delle possibili problematiche elettriche che potrebbero insorgere durante il funzionamento del sistema.

Simulare il comportamento del sistema in termini di transitori elettromeccanici, ossia andare a monitorare gli andamenti nel tempo di grandezze significative, come ad esempio la frequenza di rete, permette di avere delle informazioni che altrimenti non verrebbero considerate. Benché il dimensionamento ottenibile con i software di planning possa risultare robusto e affidabile nelle condizioni di funzionamento previste, in caso si venisse ad instaurare un evento indesiderato, come ad esempio un guasto o la mancata disponibilità di risorse rinnovabili e, quindi, di produzione, si potrebbero riscontrare delle oscillazioni non accettabili, in termini di sicurezza ed affidabilità, delle grandezze elettriche, su tutte tensioni ai terminali e frequenza della rete.

Le informazioni ottenibili dalle simulazioni che DIgSILENT PowerFactory permette di realizzare possono rappresentare degli ulteriori input per le procedure di planning. Ai fini della pianificazione di sistemi off-grid, tali input potrebbero tradursi, ad esempio, in: potenza minima da aggiungere al sistema di accumulo per rendere stabile la rete dal punto di vista della frequenza elettrica, minimo rapporto di potenza installata tra le diverse risorse energetiche per mantenere stabile il sistema qualora via sia la perdita di una di esse, piuttosto che minima inerzia che il sistema dovrebbe avere per non subire oscillazioni inaccettabili durante eventuali transitori.

Di seguito verrà sinteticamente descritto come è stata configurata la microgrid e quali modelli sono stati utilizzati per i diversi componenti del sistema. Siccome lo scopo è quello di proporre una metodologia che si possa applicare a livello generale, il modello realizzato in PowerFactory è stato configurato nell'ottica di poter rappresentare sia la microgrid del caso studio descritto sia un generico sistema ibrido off-grid caratterizzato da un'alta penetrazione di fonti rinnovabili. La figura 6.12 mostra una panoramica della rete costruita in DIgSILENT PowerFactory:

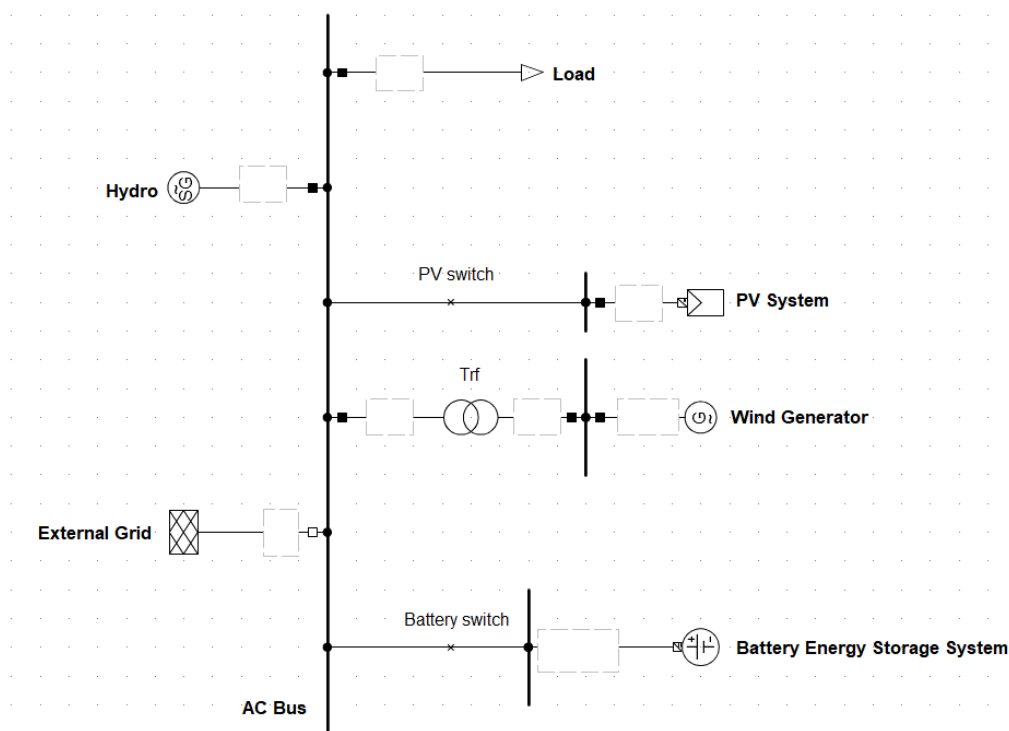


Figura 6.12: Rappresentazione grafica della microgrid in ambiente DIgSILENT PowerFactory

Le rete è stata strutturata grazie alla funzione di costruzione grafica di PowerFactory, in particolare è stata prevista un'unica sbarra AC alla tensione di 400 V a cui sono collegati tutti gli elementi che caratterizzano il sistema. Come si può notare dalla figura 6.12, al fine di rendere il modello della microgrid più fedele alla vera soluzione installata in campo, si è deciso di considerare, oltre agli elementi previsti dalla soluzione *PV+Wind microgrid*, anche la turbina idroelettrica (Hydro) e la rete pubblica (External Grid) realmente presenti a Ngarenanyuki. Infatti, alcuni anni dopo la partenza del progetto Energy4Growing, la microgrid realizzata a supporto della scuola secondaria di Ngarenanyuki è stata connessa alla rete pubblica nazionale gestita da TANESCO (si sottolinea che lo studio dettagliato della rete nazionale tanzaniana esula dagli scopi del presente lavoro di tesi). Tale scelta è dovuta al fatto che, dato il breve periodo temporale sulla quale si basano le simulazioni in regime transitorio (tipicamente si va dalle decine di secondi a qualche minuto), la mancata presenza dell'inerzia meccanica legata alla turbina idroelettrica potrebbe rappresentare un problema dal punto di vista della stabilità del sistema e, quindi, delle simulazioni. L'inerzia posseduta dalle macchine rotanti risulta fondamentale al fine di ottenere una realistica caratterizzazione della dinamica del sistema, soprattutto durante le simulazioni in regime transitorio. Per questo motivo, durante le simulazioni realizzate, sono stati utilizzati i profili nel tempo della produzione idroelettrica e del carico totale, entrambi monitorati e disponibili, secondo per secondo, a partire dall'anno di installazione dell'impianto. Il profilo del carico residuo, derivante dalla differenza tra carico totale e produzione idroelettrica e usato per il dimensionamento di PV, Wind e sistema di accumulo, non è stato utilizzato proprio per avere una più realistica rappresentazione della dinamica della rete.

6.2.1 Modello dinamico per la turbina idroelettrica

La figura 6.13 mostra lo schema a blocchi utilizzato per modellare il sistema di generazione idroelettrico presente nella microgrid:

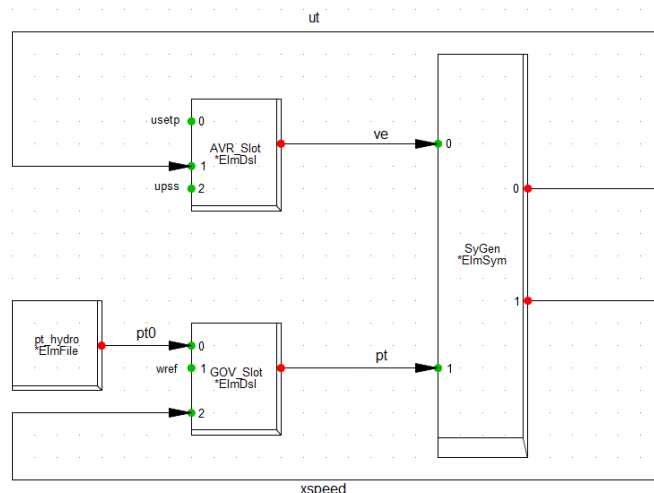


Figura 6.13: Composite frame della turbina idroelettrica

Ognuno dei blocchi presenti nel composite frame, ad eccezione di *pt_hydro*, rappresenta un elemento al quale è stato associato un modello dinamico: il blocco *AVR_Slot* rappresenta il regolatore di tensione automatico, *GOV_Slot* rappresenta il sistema di regolazione e *SyGen* rappresenta l'alternatore sincrono collegato alla turbina idroelettrica, necessario per convertire l'energia meccanica in energia elettrica sotto forma di corrente alternata. Le principali variabili di controllo dello schema soprastante sono: tensione di eccitazione dell'alternatore (*ve*), tensione ai morsetti dell'alternatore (*ut*), velocità di rotazione dell'alternatore (*xspeed*), potenza erogata dalla turbina idroelettrica (*pt*) e setpoint di potenza del governor (*pt0*). Il regolatore di tensione (AVR) e il sistema di regolazione (governor) sono elementi indispensabili per ottenere una dinamica controllabile e affidabile della macchina sincrona. L'AVR ha l'obiettivo di mantenere costante la tensione ai terminali della macchina andando a confrontare la stessa tensione con un setpoint prestabilito e agendo sulla tensione di eccitazione. Il governor, dopo aver ricevuto in input la velocità di rotazione dell'alternatore e il setpoint di potenza, cerca di portare la frequenza del sistema al valore desiderato cambiando la potenza meccanica erogata dalla turbina (ad esempio aumentando/diminuendo l'apertura della valvola di regolazione in modo da far smaltire più/meno portata d'acqua alla turbina). I modelli dinamici utilizzati per caratterizzare gli elementi descritti, e di conseguenza le equazioni differenziali e le funzioni di trasferimento che descrivono ogni blocco, sono stati importati dalla libreria del software. Di seguito è riportata una sintetica descrizione del modello dinamico per la macchina sincrona, elemento principale del composite frame di figura 6.13. Il modello utilizzato è il modello *standard* presente in PowerFactory [82]. Tale modello, al fine di semplificare il sistema di equazioni differenziali che sarà risolto durante le simulazioni, è basato sul sistema di riferimento cosiddetto *d-q* (o coordinate di Park). La figura 6.14 mostra il classico sistema di riferimento trifase di una macchina sincrona:

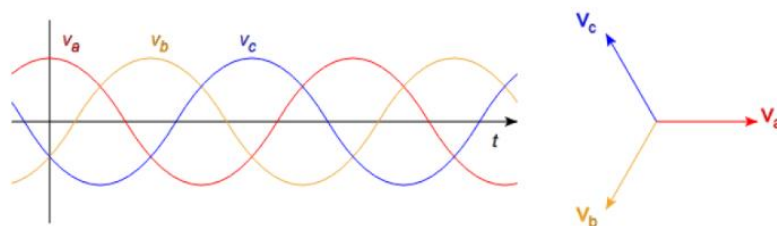


Figura 6.14: Sistema di riferimento trifase abc [83]

Per passare dal classico sistema di riferimento trifase alle coordinate di Park è necessario moltiplicare i segnali a, b e c per la matrice di trasformazione $\mathbf{T}_{dq}(\boldsymbol{\gamma})$, dove γ è l'angolo corrente del sistema di riferimento rotante. Infatti, il sistema di riferimento $d-q$ non è statico, bensì ruota alla stessa velocità di rotazione del rotore ω , da cui: $\dot{\gamma} = \omega$.

$$\mathbf{T}_{dq}(\boldsymbol{\gamma}) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\gamma) & \sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

La figura 6.15 mostra un confronto tra il sistema di riferimento $d-q$ e quello trifase classico:

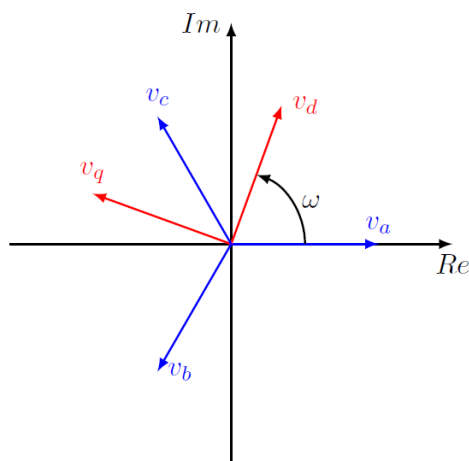


Figura 6.15: Confronto tra il sistema di riferimento $d-q$ e quello trifase [83]

La rotazione del sistema di riferimento $d-q$ permette di semplificare le equazioni che descrivono la dinamica della macchina sincrona: i valori delle grandezze che nel sistema di riferimento classico sono rotanti e tempo variabili diventano delle costanti nel sistema di riferimento $d-q$, perciò alcune delle equazioni differenziali che descrivono il modello della macchina diventano equazioni algebriche.

Il comportamento dinamico della macchina sincrona è descritto da un modello del settimo ordine nelle variabili di Park costituito dalle seguenti equazioni (con riferimento alla figura 6.16) [84]:

$$p \cdot \varphi_d = V \cdot \sin(\delta) - R \cdot i_d + \omega_m \cdot \varphi_q \quad (6.2)$$

$$p \cdot \varphi_q = V \cdot \cos(\delta) - R \cdot i_q + \omega_m \cdot \varphi_d \quad (6.3)$$

$$p \cdot \varphi_F = V_F - R_F \cdot i_F \quad (6.4)$$

$$p \cdot \varphi_D = -R_D \cdot i_D \quad (6.5)$$

$$p \cdot \varphi_Q = -R_Q \cdot i_Q \quad (6.6)$$

$$p \cdot \omega_m = \frac{C_e - C_r}{J} \quad (6.7)$$

$$p \cdot \delta = \omega_m - \omega \quad (6.8)$$

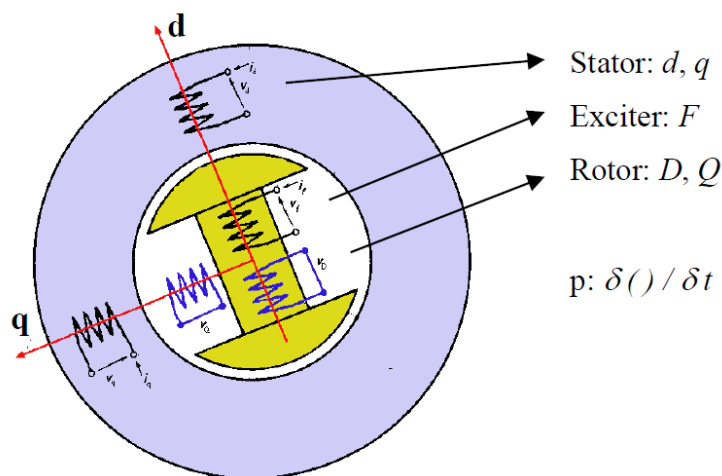


Figura 6.16: Modello di generatore sincrono nel dominio di Park

dove:

- p rappresenta la derivata rispetto al tempo;
- ϕ rappresenta il flusso elettromagnetico concatenato;
- C rappresenta la coppia;
- J rappresenta l'inerzia;
- ω rappresenta la velocità angolare;
- δ rappresenta l'angolo di carico.

Qualora si vogliono ridurre ulteriormente i tempi di calcolo, il modello del settimo ordine può essere ulteriormente semplificato considerando le dinamiche elettromagnetiche più veloci di quelle meccaniche; così facendo le variabili elettromagnetiche possono essere considerate stazionarie.

Di conseguenza, siccome la derivata rispetto al tempo del flusso magnetico ($p \cdot \varphi$) risulta essere pari a zero, le equazioni differenziali dalla 6.2 alla 6.6 diventano delle equazioni algebriche. Pertanto, il modello elettromeccanico semplificato del generatore sincrono si basa sulle equazioni 6.7 e 6.8, le quali descrivono la variazione della velocità angolare ($p \cdot \omega_m$) della macchina date la coppia del generatore e del carico ($C_e - C_r$) e secondo l'inerzia (J) del sistema.

6.2.2 Modello dinamico per il sistema fotovoltaico

Di seguito verrà descritto il modello utilizzato per caratterizzare il comportamento dinamico del sistema fotovoltaico. È stato utilizzato un template predefinito presente nella libreria di PowerFactory che fornisce il modello di un generico sistema fotovoltaico [85], poi opportunamente adattato al caso studio in esame. Esso contiene tutti gli elementi che vanno dall'inverter alla cella fotovoltaica. La figura 6.17 mostra il composite frame utilizzato dal modello presente nella libreria del software:

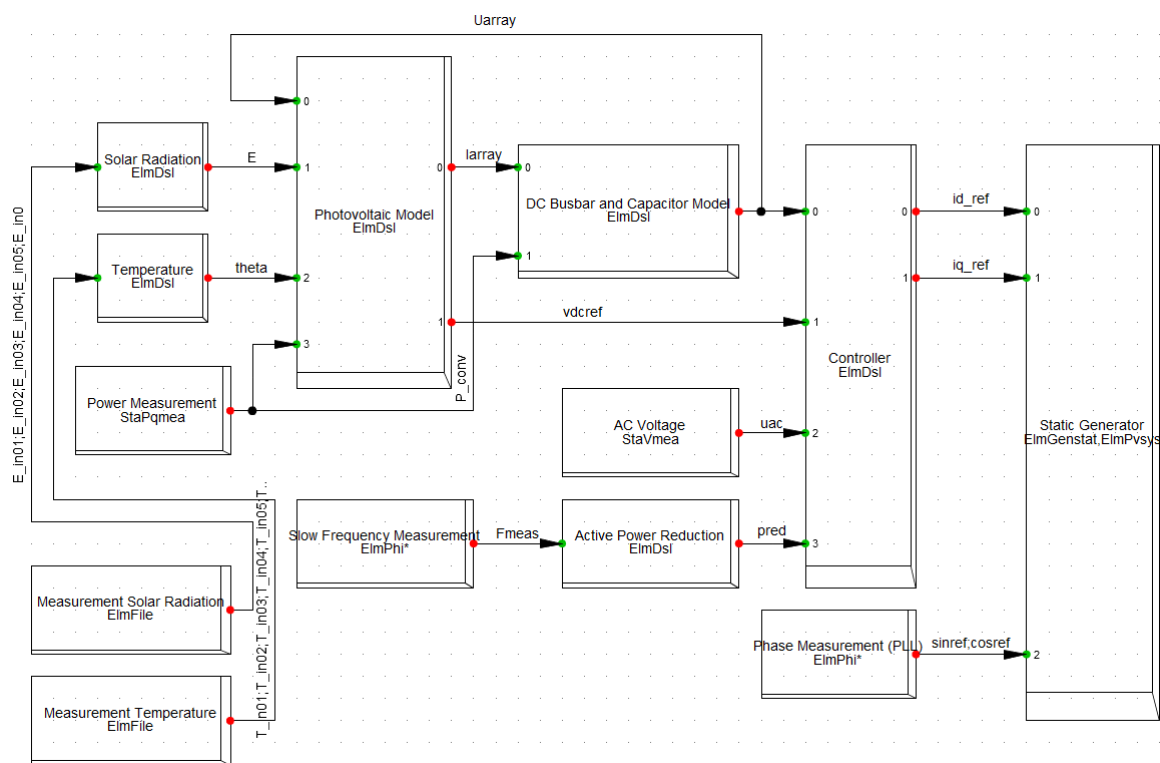


Figura 6.17: Composite frame del sistema fotovoltaico

Come si può notare dalla figura 6.17 lo schema del sistema è complesso e le variabili in input/output ai vari blocchi sono molteplici. La figura 6.18 rappresenta a livello macro e in maniera semplificata il compiste frame di figura 6.17:

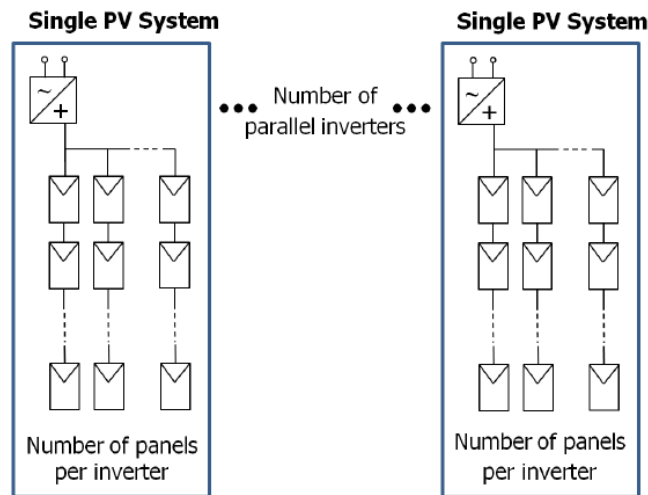


Figura 6.18: Sistema fotovoltaico

Il numero di singoli inverter in parallelo e il numero di pannelli per ogni inverter può essere specificato dall'utente in base alle proprie esigenze. L'elemento principale del composite frame sopra riportato è sicuramente il blocco che descrive la cella fotovoltaica: *Photovoltaic Model* [86]. Il valore della potenza attiva generata dal sistema può essere direttamente specificato dall'utente tramite l'apposita funzione *Active Power Input*, oppure può essere calcolato automaticamente dal modello, date le caratteristiche del pannello fotovoltaico, l'orientamento del modulo, l'ora e la data del luogo e, facoltativamente, i dati di radiazione solare, grazie alla funzione *Solar Calculation*. Perciò, grazie all'opzione *Solar Calculation*, la potenza attiva generata da un singolo sistema fotovoltaico (cioè un array di moduli collegati alla rete tramite un singolo inverter) è calcolata sulla base dei dati di radiazione solare in input e sull'ora e la data locali. Di seguito sono riportate le equazioni che vengono utilizzate dal software per il calcolo della potenza attiva del singolo pannello e dell'intero sistema fotovoltaico:

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} \cdot P_{pk,panel} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{inv}}{E_{STD}} \quad (6.9)$$

$$P_{system} = P_{panel} \cdot num_{panels} \quad (6.10)$$

dove:

- P_{panel} rappresenta la potenza attiva generata dal singolo pannello in kW ;
- P_{system} rappresenta la potenza attiva generata dal sistema fotovoltaico in kW ;
- num_{panels} è il numero di pannelli per ogni singolo inverter;
- $E_{g,pv}$ è la radiazione solare globale incidente sulla superficie del pannello in W/m^2 ;
- E_{STD} è il valore di riferimento della radiazione solare, pari a $1000 W/m^2$;
- $P_{pk,panel}$ è la potenza nominale di picco del generico pannello in kW ;
- η_{rel} è l'efficienza relativa del pannello;
- η_{inv} è l'efficienza dell'inverter.

In particolare, la radiazione solare incidente sulla superficie inclinata del pannello fotovoltaico è calcolata a partire dalla radiazione solare globale tramite una formula che segue la stessa logica dell'equazione 4.7 presentata nella sezione 4.1. L'efficienza del pannello (η_{rel}) viene invece calcolata tramite la seguente equazione:

$$\eta_{rel} = \left(1 + \beta_c \cdot (T_c - T_r)\right) \cdot \left(1 + k_1 \cdot \ln\left(\frac{E_{g,pv}}{E_{STD}}\right) - k_2 \cdot \left(\frac{E_{g,pv}}{E_{STD}} - 1\right)\right) \quad (6.11)$$

dove:

- β_c è il coefficiente di temperatura;
- T_c è la temperatura media del modulo fotovoltaico in °C;
- T_r è la temperatura di riferimento pari a 25 °C;
- k_1 e k_2 sono coefficienti di rendimento.

La temperatura media della cella è calcolata a partire dalla temperatura ambiente e dal livello di radiazione solare con la seguenti formule:

$$T_c = T_a + \Delta T \cdot E_{g,pv} \quad (6.12)$$

$$\Delta T = \frac{NOCT - 20}{0.8 \cdot E_{STD}} \quad (6.13)$$

dove:

- T_a è la temperatura ambiente in °C;
- $NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) è la temperatura nominale della cella in °C.

Altro elemento fondamentale del frame di figura 6.17 è il *Controller*. Esso ha il compito di regolare la tensione DC e la potenza reattiva dopo aver elaborato le informazioni provenienti dai blocchi *AC Voltage* e *Active Power Reduction*. *AC Voltage* rappresenta un dispositivo di lettura della tensione necessario per il rilevamento di eventuali guasti. *Active Power Reduction* è un modello predefinito in cui è implementata una logica di riduzione della potenza in caso di sovra frequenza. Inoltre, il *Controller* comunica le variabili di input al blocco che rappresenta l'inverter del sistema fotovoltaico: *Static Generator*. L'inverter è appunto modellato come un generatore statico. In PowerFactory un generatore statico può essere descritto da quattro diversi modelli: (i) modello con sorgente di corrente, (ii) modello con sorgente di tensione, (iii) modello ad impedenza costante e (iv) modello a potenza costante. Il modello utilizzato nel compiste frame del sistema fotovoltaico è quello con sorgente di corrente; la figura 6.19 ne riporta lo schema circuitale:

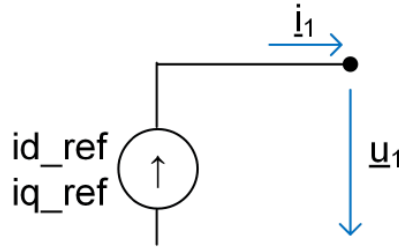


Figura 6.19: Schema circuitale del modello di generatore statico con sorgente di corrente

I segnali di input per l’inverter (blocco *Static Generator*) sono:

- id_ref : corrente di riferimento per l’asse diretto (d) in $p.u.$;
- iq_ref : corrente di riferimento per l’asse in quadratura (q) in $p.u.$;
- $cosref$: coseno dell’angolo di riferimento del sistema $d-q$;
- $sinref$: seno dell’angolo di riferimento del sistema $d-q$.

L’equazione che descrive il modello dinamico è la seguente:

$$\underline{i}_1 = (id_ref \cdot cosref - iq_ref \cdot sinref) + j(id_ref \cdot sinref + iq_ref \cdot cosref) \quad (6.14)$$

Nel caso in cui la tensione dovesse scendere al di sotto della soglia minima (*Min. Operating Voltage*) si ha che:

$$\underline{i}_1 = 0 \quad (6.15)$$

Il generatore resta acceso finché la tensione è maggiore del 5 % rispetto alla soglia minima.

6.2.3 Modello dinamico per il generatore eolico

Ad oggi esistono sul mercato quattro categorie principali di turbine eoliche, a seconda del sistema di controllo, e della velocità del rotore (fissa o variabile): (i) aerogeneratore con generatore asincrono a gabbia di scoiattolo (SCIG – Squirrel Cage Induction Generator), (ii) aerogeneratore con generatore a rotore avvolto e resistenza rotorica variabile, (iii) aerogeneratore con generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG – Doubly Fed Induction Generator) e (iv) aerogeneratore con generatore a velocità variabile (Full-scale frequency converter). Nel presente caso studio, al fine di modellare il sistema di generazione eolico, si è deciso di utilizzare il template di una turbina eolica di tipo (iii) presente nella libreria di DIGSILENT PowerFactory, ovvero una turbina eolica il cui generatore è una macchina asincrona a doppia alimentazione. Tale scelta è dettata dal fatto che macchine di questo tipo hanno riscontrato una grande diffusione negli anni passati. Sebbene ora la tecnologia denominata “Full-converter” offra prestazioni migliori, le macchine DFIG mantengono un’elevata resa rispetto ai costi di installazione. La figura 6.20 mostra lo schema di un aerogeneratore DFIG:

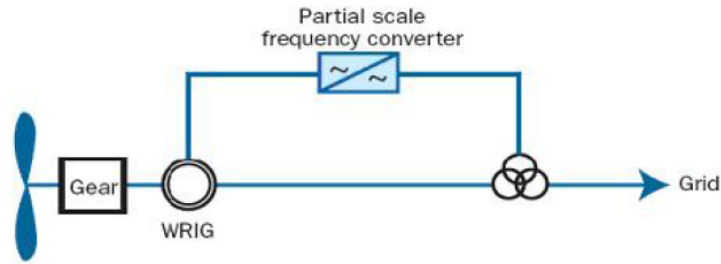


Figura 6.20: Schema di un aerogeneratore con generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG)

La particolarità di questa configurazione è che, oltre allo statore del generatore asincrono, anche il rotore è direttamente collegato alla rete, attraverso un convertitore AC/AC, con uno stadio intermedio in continua. Ciò permette di disaccoppiare (entro definiti limiti operativi) la velocità elettrica e quella meccanica del rotore, ovvero che la macchina sarà in grado di produrre potenza attiva a frequenza fissa di rete, per variazioni di velocità del rotore che possono arrivare a più del 30 %. Inoltre, si ha il vantaggio di funzionare in generazione anche in condizioni di subsincronismo, semplicemente invertendo il flusso di potenza attiva dalla rete verso il rotore. Il convertitore AC/AC ha l'ulteriore vantaggio di permettere una regolazione della potenza reattiva o della tensione, il tutto separatamente dalla regolazione della potenza attiva. La figura 6.21 riporta il composite frame utilizzato per descrivere la dinamica del sistema di generazione eolico [87]:

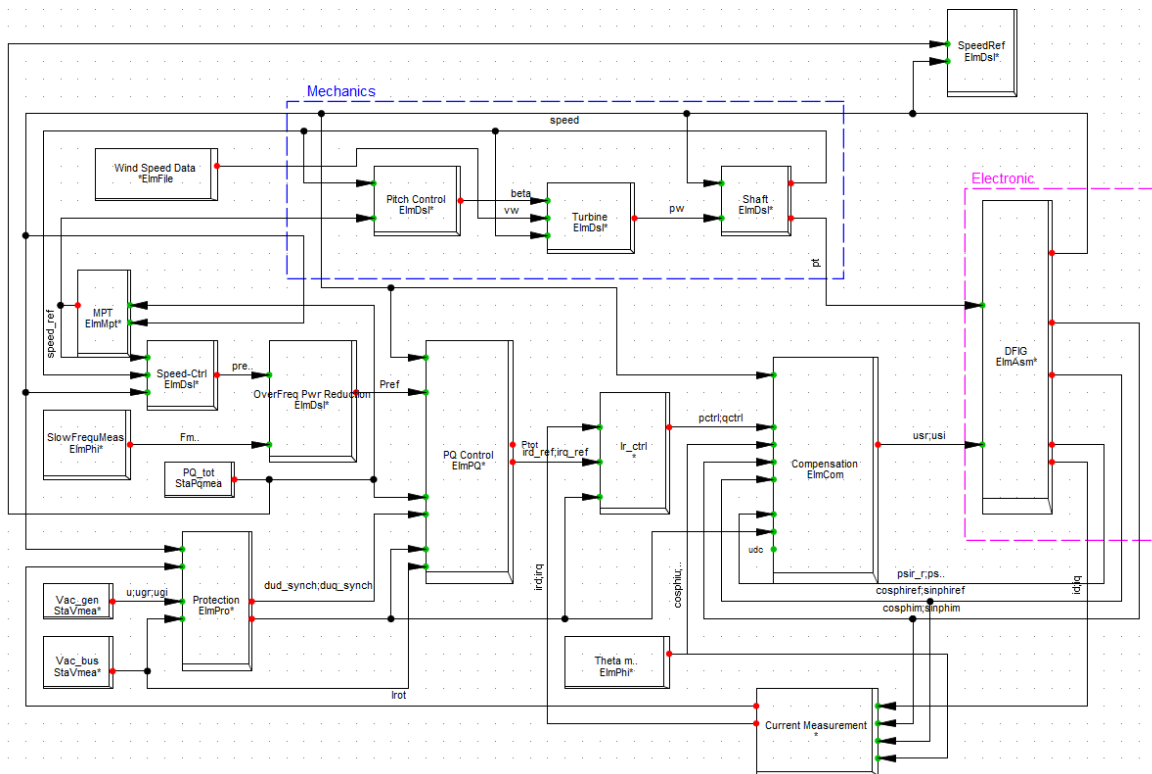


Figura 6.21: Composite frame per un aerogeneratore di tipo DFIG

Lo schema a blocchi sopra riportato presenta due parti principali: quella meccanica e quella elettrica. La parte meccanica dell'aerogeneratore è descritta da tre elementi: *Pitch Control*, *Turbine* e *Shaft*.

Il *Pitch Control* ha l'obiettivo di regolare ed ottimizzare l'angolo di incidenza del vento sulle pale andando a variare le forze aerodinamiche agenti, e quindi l'energia assorbita, facendo ruotare la pala attorno al proprio asse longitudinale e di conseguenza modificando l'angolo di Pitch (β). L'elemento *Turbine* calcola la potenza del vento (pw) dati l'angolo di Pitch (β), la velocità del vento (vw) e la velocità di rotazione del rotore della turbina ($speed_turb$). In particolare, le equazioni che descrivono questo elemento del composite frame sono:

$$pw = \rho_{air} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot vw^3 \quad (6.16)$$

$$\lambda = \frac{K_b \cdot speed_turb}{vw} \quad (6.17)$$

dove:

- pw è la potenza legata alla velocità del vento;
- ρ_{air} è la densità dell'aria;
- vw è la velocità del vento;
- C_p è un coefficiente di prestazione;
- β è l'angolo di Pitch;
- λ è il cosiddetto Tip Speed Ratio;
- $speed_turb$ è la velocità del rotore della turbina;
- K_b è un parametro che rappresenta le dimensioni delle pale della turbina.

Il blocco *Shaft*, nota la potenza del vento (pw) e usando come retro-azione la velocità di rotazione del rotore del generatore sincrono ($speed_gen$), calcola la potenza meccanica (pt) e la velocità di rotazione del rotore della turbina ($speed_turb$). La parte elettrica del composite frame di figura 6.21 è costituita dal blocco *DFIG*, il cui modello dinamico coincide con quello di un generatore asincrono a doppia alimentazione. Tale modello è presente nella libreria di PowerFactory [88]. La figura 6.22 mostra lo schema circuitale equivalente considerato in PowerFactory per un generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG):

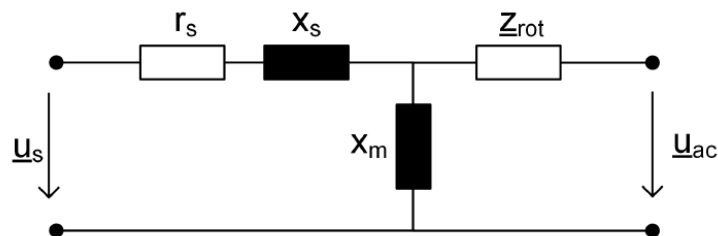


Figura 6.22: Circuito equivalente per un DFIG

Il comportamento elettromeccanico del modello di PowerFactory per il DFIG, considerando la tensione rotorica come sorgente di tensione, è descritto dalla seguente equazione in forma vettoriale:

$$\underline{u}_{ac} = \mathbf{r}_R \cdot \underline{i}_R + \frac{1}{\omega_n} \cdot \frac{d\underline{\Psi}_R}{dt} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_n} \cdot \underline{\Psi}_R \quad (6.18)$$

dove:

- $\underline{\Psi}_R$ rappresenta il vettore del flusso magnetico concatenato sul rotore di dimensione $n \times 1$, dove n rappresenta il numero di avvolgimenti rotorici;
- \underline{i}_R rappresenta il vettore delle correnti rotoriche di dimensione $n \times 1$;
- \mathbf{r}_R è la matrice delle resistenze rotoriche di dimensione $n \times n$;
- ω_R è la velocità di rotazione del rotore;
- ω_n è la velocità angolare nominale, legata alla frequenza nominale dalla relazione $\omega_n = 2 \cdot \pi \cdot f_{nom}$;
- $\omega_{ref} = 2 \cdot \pi \cdot f_{ref}$ dove f_{ref} è la frequenza della macchina di riferimento del sistema.

6.2.4 Modello dinamico della batteria

Il sistema di accumulo presente nella microgrid è stato modellato usando il template di PowerFactory *BatteryWithFrequencyControl* [89], utilizzabile per la caratterizzazione di una generica batteria per l'accumulo di energia (BESS). Tale template rappresenta l'intero sistema che va dalla cella elettrochimica al convertitore che viene allacciato alla rete AC. La figura 6.23 mostra il composite frame del modello dinamico del BESS:

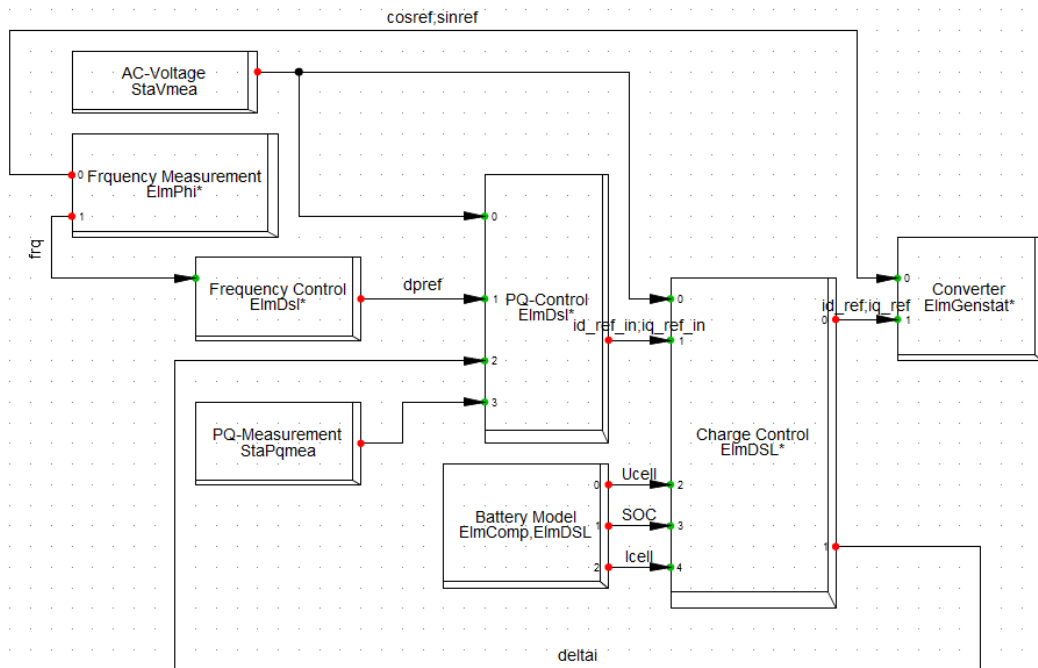


Figura 6.23: Composite frame per il BESS

In maniera duale al modello dinamico per il sistema fotovoltaico, il blocco *Converter*, modellato tramite un generatore statico con sorgente in corrente, rappresenta l’inverter della batteria. Il blocco *PQ-Control* controlla e regola la potenza attiva e reattiva dell’inverter, mentre *Charge Control* verifica se la batteria deve caricarsi o meno. La regolazione della frequenza viene eseguita grazie alle funzioni del blocco *Frequency Control* che, dopo aver ricevuto in input la misura della frequenza da *Frequency Measurement*, attua la regolazione. Il modello dinamico della batteria in sé è rappresentato dal blocco *Battery Model*; la figura 6.24 ne mostra uno schema a blocchi di dettaglio:

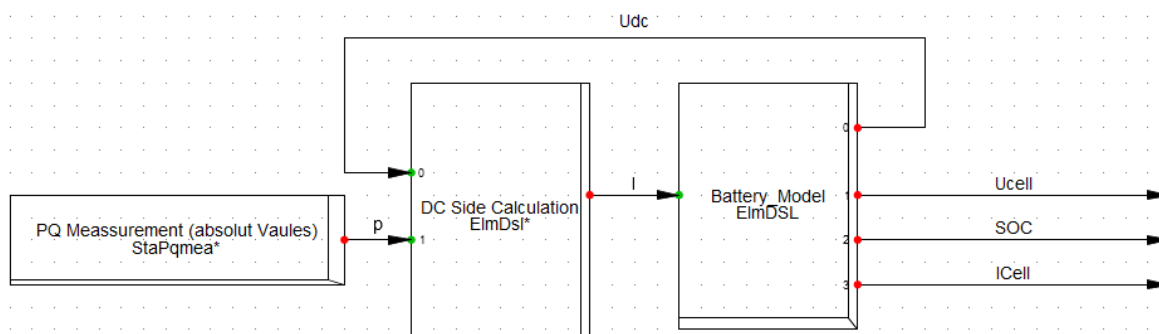


Figura 6.24: Composite frame del solo blocco *Battery Model*

La figura 6.25 mostra il circuito elettrico equivalente del blocco *Battery Model*, composto da un generatore di tensione DC ideale e da un’impedenza:

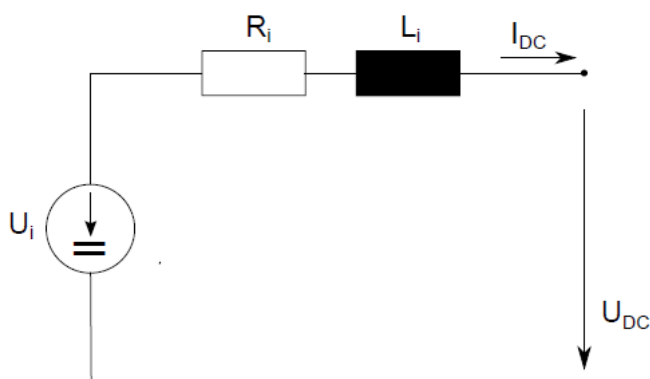


Figura 6.25: Schema circuitale della batteria in *DIgSILENT PowerFactory*

Le equazioni che descrivono il modello dinamico sono:

$$U_i = U_{nom} \cdot u_{set} \quad (6.19)$$

$$U_{DC} = U_i - I_{DC} \cdot R_i - \frac{dI_{DC}}{dt} \cdot L_i \quad (6.20)$$

dove:

- U_i è la tensione interna della batteria in kV ;
- U_{nom} è la tensione nominale della batteria in kV ;
- u_{set} è il setpoint di tensione in input in $p.u.$;
- R_i è la resistenza interna in Ω ;
- L_i è l'induttanza interna in H ;
- I_{DC} è la corrente DC in kA ;
- U_{DC} è la tensione DC in kV .

6.2.5 Modello dinamico del carico

Nei sistemi di potenza (power systems), il carico elettrico è generalmente costituito da vari tipi di dispositivi elettrici: da lampade ad incandescenza e riscaldatori fino a grandi forni e motori. Risulta perciò molto difficile identificare la composizione esatta dei carichi all'interno della rete, nonché la suddivisione tra carichi statici e dinamici. La composizione del carico inoltre può variare a seconda di fattori come la stagione e l'ora del giorno. Il modello *General Load* [90] di PowerFactory può quindi rappresentare diverse combinazioni di carichi statici e dinamici. Un diagramma del modello di carico generale è riportato in figura 6.26:

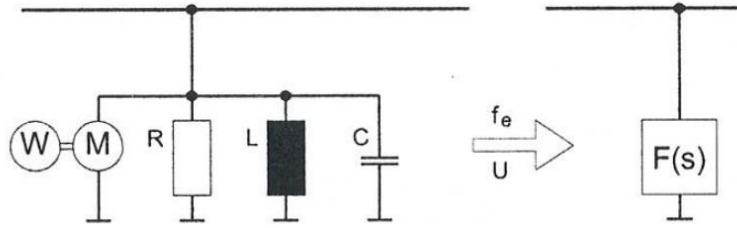


Figura 6.26: Modello generale di carico in DigSILENT PowerFactory

Il modello di carico generale può essere personalizzato dall'utente a seconda delle proprie esigenze introducendo, qualora fosse necessario, una dipendenza del carico dalla tensione. La dipendenza dalla tensione è modellata tramite tre termini polinomiali come mostrato dalle equazioni 6.21 e 6.22, in cui il pedice "0" indica il valore del punto operativo definito dai calcoli di load flow.

$$P = P_0 \cdot \left(aP \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-aP}} + bP \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-bP}} + (1 - aP - bP) \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-cP}} \right) \quad (6.21)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(aQ \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-aQ}} + bQ \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-bQ}} + (1 - aQ - bQ) \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-cQ}} \right) \quad (6.22)$$

dove $(1 - aP - bP) = cP$, $(1 - aQ - bQ) = cQ$, v è la tensione del bus AC e v_0 è la tensione del bus AC tale per cui $P = P_0$ e $Q = Q_0$.

Per le simulazioni RMS nel dominio del tempo, un carico può essere modellato come una combinazione tra un carico statico e uno dinamico, come raffigurato in figura 6.27.

La parte statica è modellata come un'impedenza costante mentre la parte dinamica può essere modellata tramite un modello di carico lineare oppure non lineare.

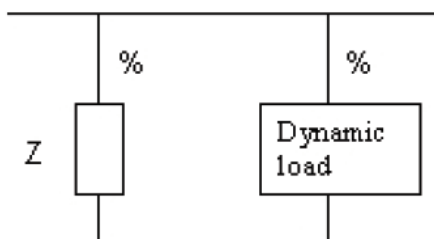


Figura 6.27: Rappresentazione della combinazione di carico statico e dinamico utilizzabile per le simulazioni RMS

La logica di funzionamento generale dei modelli che possono essere utilizzati per descrivere il comportamento della parte dinamica del carico durante le simulazioni, dipendente da tensione e frequenza, sono mostrati nelle figure 6.28 e 6.29:

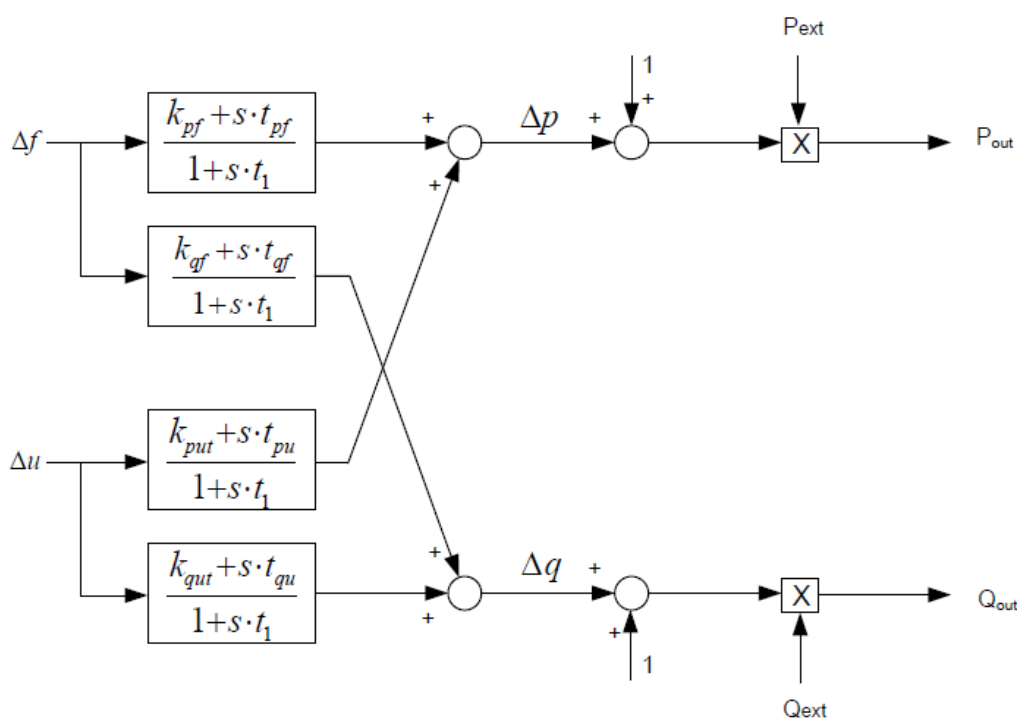


Figura 6.28: Modello utilizzato per descrivere il comportamento dinamico di un carico lineare

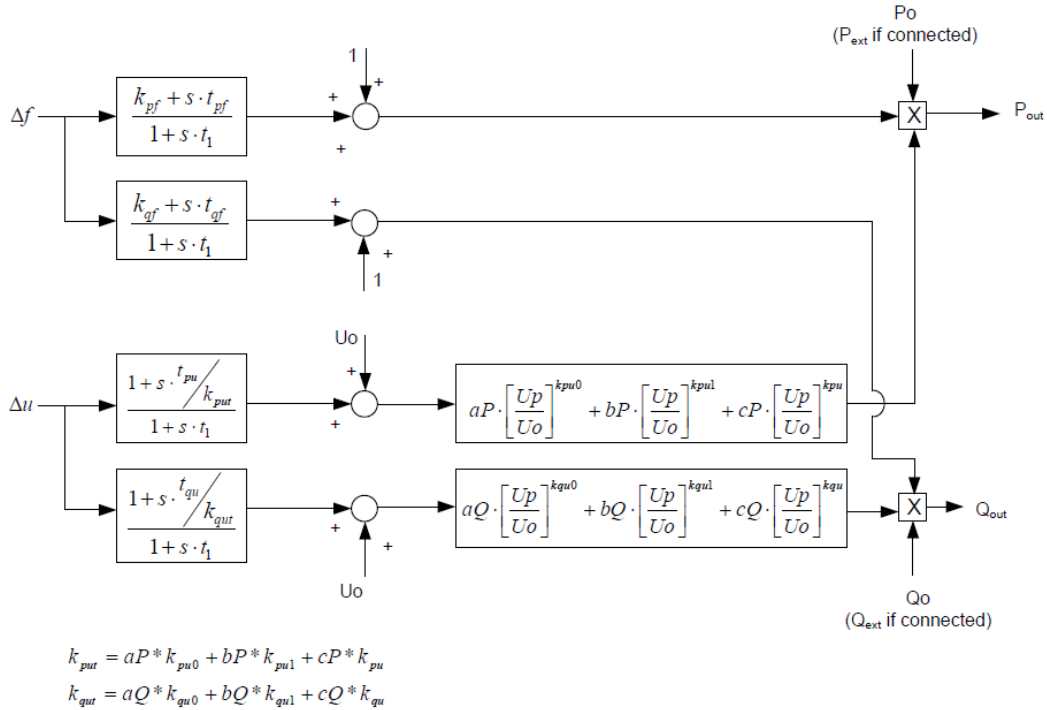


Figura 6.29: Modello utilizzato per descrivere il comportamento dinamico di un carico non lineare

I segnali di input P_{ext} e Q_{ext} dell'elemento *General Load* possono essere utilizzati per modificare il comportamento del carico durante le simulazioni. Per carichi statici al 100 % è possibile utilizzare un file di misurazione per controllare direttamente il consumo di potenza attiva (P_{ext}) e reattiva (Q_{ext}) del carico. Tuttavia, se il carico è composto da una parte statica e da una dinamica, solo la parte dinamica può essere controllata da segnali esterni.

7 Simulazioni elettromeccaniche nel dominio del tempo e risultati

Come discusso nei capitoli precedenti, il principale scopo delle analisi dinamiche elettromeccaniche sulle microgrid è quello di studiare e analizzare il comportamento di tali sistemi, soprattutto dal punto di vista elettromeccanico, durante il loro funzionamento e durante i transitori che si verificano a seguito di eventi o nelle fluttuazioni di carico e/o generazioni da fonti rinnovabili.

Uno degli scopi del presente lavoro di tesi, come anticipato nella descrizione dell'elaborato, è quello di proporre un nuovo tipo di approccio per la verifica del dimensionamento dei sistemi off-grid. In particolare, si vuole dimostrare che le procedure classiche di dimensionamento e pianificazione, quali quelle introdotte nel Capitolo 2, non tengono in considerazione il reale comportamento elettromeccanico del sistema studiato. Nel presente capitolo verranno descritte le simulazioni dinamiche nel dominio del tempo condotte sulla rete del caso studio presentato; sono inoltre presentati e discussi i risultati ottenuti.

7.1 Setup delle simulazioni e ipotesi

Le simulazioni elettromeccaniche nel dominio del tempo, essendo adatte allo studio dei transitori elettromeccanici ed elettromagnetici dei sistemi di energia, sono tipicamente realizzate su brevi periodi temporali. Inoltre, al fine di riuscire a cogliere le reali oscillazioni del sistema, necessitano di input (carichi, produzioni, risorse energetiche) molto dettagliati e con un'elevata risoluzione temporale, tipicamente pari al secondo. Per quanto riguarda il caso studio precedentemente presentato, verrà descritto come tali input sono stati caratterizzati al fine di poter eseguire le simulazioni della rete. Lo scopo è stato quello di simulare la microgrid in due diverse modalità di funzionamento:

1. Simulazioni in cui la batteria (BESS) si limita ad assorbire/erogare potenza in base alle condizioni di carico e produzioni;
2. Simulazioni in cui la batteria (BESS), oltre ad assorbire/erogare potenza come nel caso precedente, attua un servizio di regolazione della frequenza della rete.

È stato possibile ottenere le due diverse tipologie di simulazioni attivando/disattivando, a seconda dei casi, il blocco *Frequency Control* presente all'interno del composite frame per il modello della batteria di PowerFactory (figura 6.23). Le simulazioni in cui la batteria non effettua il servizio di regolazione della frequenza rispecchiano il comportamento del sistema dimensionato su base energetica (tabella 6.1). Ciò in quanto la procedura utilizzata per il dimensionamento preliminare del sistema, ma anche tutti i software presentati nel Capitolo 2, definiscono la taglia ottimale dei vari componenti basandosi su dei bilanci puramente energetici e secondo l'ottimizzazione di funzioni obiettivo rappresentanti, tipicamente, parametri tecnico-economici e non considerando le fluttuazioni di potenza su scale temporali brevi.

È intuitivo che in un sistema come quello appena descritto (1), l'andamento nel tempo delle grandezze che dipendono dalla dinamica del sistema, come ad esempio la frequenza della rete, sia più instabile rispetto al caso in cui i diversi componenti del sistema, e in particolare la batteria, siano dotati di controllori per la regolazione di tali grandezze (2). Con particolare riferimento alla batteria presente nella microgrid, al fine di poter effettuare la suddetta regolazione di frequenza è necessario predisporre una quantità aggiuntiva di capacità [kWh], dedicata appunto al solo scopo di regolazione della frequenza, non prevista dal dimensionamento tecnico-economico. L'idea di simulare il sistema oggetto di studio in PowerFactory ha l'obiettivo di riscontrare l'effettivo miglioramento della stabilità della frequenza elettrica della rete, qualora siano previsti gli opportuni controllori (2), nonché quello di stimare l'extra-capacità che la batteria dovrebbe avere al fine di poter effettuare la regolazione.

I risultati ottenuti grazie alle simulazioni dinamiche nel dominio del tempo e all'analisi dei transitori, quelli relativi al caso studio presentato ma più in generale di un qualsiasi sistema, devono essere pensati nell'ottica di una possibile procedura ibrida per il dimensionamento di sistemi energetici, in particolare quelli off-grid. Infatti, un approccio ibrido in cui gli input del problema di dimensionamento e pianificazione siano sia quelli classici come profilo di carico, disponibilità delle risorse energetiche e specifiche dei componenti, sia quelli derivanti dalle simulazioni dinamiche, porterebbe ad un dimensionamento più robusto e ad una maggiore sensibilità sul reale comportamento del sistema durante il suo funzionamento. Di seguito sono descritte le ipotesi preliminari che sono state assunte per la rete studiata (figura 6.12) e come sono stati predisposti gli input per le simulazioni RMS nel dominio del tempo.

In linea teorica i diversi elementi del sistema (Hydro, PV, Wind e BESS) dovrebbero essere caratterizzati in maniera tale da rispettare il dimensionamento riportato in tabella 6.1. Tuttavia, i modelli presenti nella libreria di PowerFactory e utilizzati per costruire la microgrid non sempre possono essere adattati per rispettare, in termini di taglie, le esigenze dell'utente. In particolare, si è riscontrato tale problema ai fini della caratterizzazione del generatore eolico e della turbina idroelettrica.

Per quanto riguarda la turbina idroelettrica a servizio della scuola di Ngarenanyuki, essa ha una potenza nominale di 5 kW. Il modello standard di PowerFactory utilizzato per modellare il generatore sincrono del gruppo idroelettrico non ha permesso di impostare la potenza della macchina al valore desiderato. Per risolvere questa criticità e per cercare di riprodurre la dinamica della vera macchina presente sul campo, la taglia del generatore sincrono è stata impostata sul valore minimo consentito dal modello, ovvero 50 kW, ed è stato abbassato il valore del parametro *acceleration time constant* (t_{ag}) del modello, proporzionale all'inerzia meccanica del sistema. Ai fini delle simulazioni dinamiche il vero profilo di produzione della turbina idroelettrica presente a Ngarenanyuki, monitorato e disponibile alla risoluzione del secondo, ha rappresentato la potenza di setpoint ($pt0$) del governor del sistema (figura 6.13). Si ricorda che la potenza meccanica uscente dalla turbina idroelettrica (pt), calcolata dal modello dinamico che rappresenta il gruppo idroelettrico, non coincide con il setpoint ricevuto da file esterno ma ad esso si somma l'azione del governor, che agisce per cercare di mantenere costante la frequenza della rete riportandola al valore nominale. Inoltre, sempre in riferimento al gruppo idroelettrico, è stata assunta la seguente ipotesi circa il funzionamento del gruppo di generazione durante le simulazioni.

Nei sistemi di energia, e in particolare nei sistemi elettrici, la regolazione della frequenza si traduce nel mantenimento di un equilibrio istantaneo di potenza reale (kW) nel sistema, mentre la regolazione della tensione implica il mantenimento di un equilibrio istantaneo della potenza reattiva ($kVAR$) circolante nel sistema. Lo svolgimento contemporaneo di queste due funzioni è tipicamente noto con il termine *grid forming*. In sistemi off-grid ibridi, isolati e con un'elevata penetrazione di energie rinnovabili (eolica, solare, ecc.), il *grid forming* è tipicamente svolto dagli apparati dei sistemi di generazione convenzionali, quali ad esempio i generatori diesel (o benzina) o comunque da sistemi dotati di un'inerzia meccanica non trascurabile. Data la particolare configurazione della microgrid studiata, essendo il generatore sincrono del gruppo idroelettrico l'unica massa rotante presente nel sistema, esso è stato preso come elemento di riferimento in termini di *grid forming*. Ciò si traduce in un continuo funzionamento del generatore sincrono durante le simulazioni, a garantire la stabilità della rete nonostante la possibile assenza di produzione idroelettrica. Tale ipotesi trova riscontro nella volontà di non complicare ulteriormente il modello della rete implementando logiche di comunicazione tra i diversi componenti del sistema. Verosimilmente, in un sistema reale, qualora si presenti la possibilità di scollegare momentaneamente un gruppo di generazione convenzionale, esso viene scollegato nonostante abbia rappresentato, fino a quel momento, il riferimento per il sistema (*grid forming*). Infatti, grazie al continuo sviluppo tecnologico, ad oggi possono operare con logiche di *grid forming* anche gli inverter dei sistemi di accumulo.

Con riferimento alla caratterizzazione del modello per il generatore eolico sono invece emerse le seguenti criticità. Innanzitutto, la procedura utilizzata per il dimensionamento energetico della microgrid ha previsto l'installazione di due turbine eoliche modello *Gaia Wind 133* da $11 kW$ per una potenza totale di circa $22 kW$. La figura 7.1 mostra la curva di potenza di una turbina *Gaia Wind 133*, ovvero la relazione che intercorre tra la velocità del vento che giunge alle pale rotanti, quindi la velocità in corrispondenza del rotore della macchina, e la potenza prodotta.

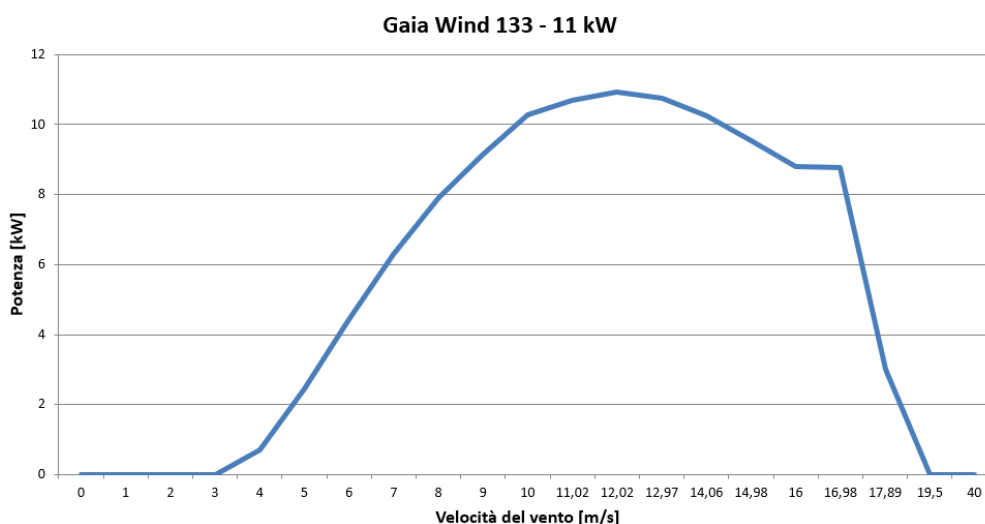


Figura 7.1: Curva di potenza di una turbina *Gaia Wind 133* – $11 kW$

Per come è strutturato il modello del generatore eolico DFIG presente in PowerFactory, esso non permette di apportare modifiche circa le equazioni che descrivo, appunto, il modello stesso.

Perciò non è stato possibile implementare nel modello una relazione che tenesse conto della curva di potenza presentata nella figura 7.1. Inoltre, essendo il modello standard riferito ad una macchina di potenza nominale pari ad 1 MW, di gran lunga superiore ai 22 kW previsti, alcuni parametri descrittivi la dinamica del modello, quali il raggio delle pale della turbina e la matrice dei coefficienti per il calcolo di $C_p(\lambda, \beta)$, sono risultati inadatti alla caratterizzazione di una macchina di potenza decisamente inferiore. Date le complicazioni sopracitate e l'ordine di grandezza delle potenze in gioco nel caso studio presentato, si è deciso di modellare la produzione eolica tramite una relazione algebrica $P = \tilde{f}(v)$: la potenza generata dal sistema eolico è stata ottenuta mappando la velocità del vento sulla curva di potenza della turbina (ovviamente essendo presenti due turbine il risultato è stato moltiplicato per due). Per calcolare la potenza generata dall'impianto eolico, utilizzata poi come input per le simulazioni dinamiche, è stato necessario aumentare la risoluzione della serie temporale sintetica descrivente la velocità del vento. In particolare, l'obiettivo è stato quello di passare da una velocità variabile ora per ora ad una velocità variabile al secondo. Per fare ciò è stato utilizzato un modello di letteratura [73].

Tale modello, dati in input la velocità media del vento, \overline{v}_m , e la turbolenza del vento, c_{turb} (rapporto percentuale tra la deviazione standard ed il valore medio della velocità del vento), crea un disturbo casuale da sommare alla velocità media per simulare la turbolenza del vento. Il modello è stato applicato ad ognuno degli 8760 valori sintetici rappresentanti la velocità del vento oraria a Ngarenanyuki, generando così una serie temporale alla risoluzione del secondo. In figura 7.2 si è riportato un esempio di andamento della velocità del vento in uscita al modello, avente in ingresso un vento privo di turbolenza con variazioni di velocità a gradino. Come si nota, l'uscita presenta lo stesso andamento dell'ingresso, a cui però sono sovrapposte oscillazioni di ampiezza e periodo variabile, a simulare la turbolenza del vento.

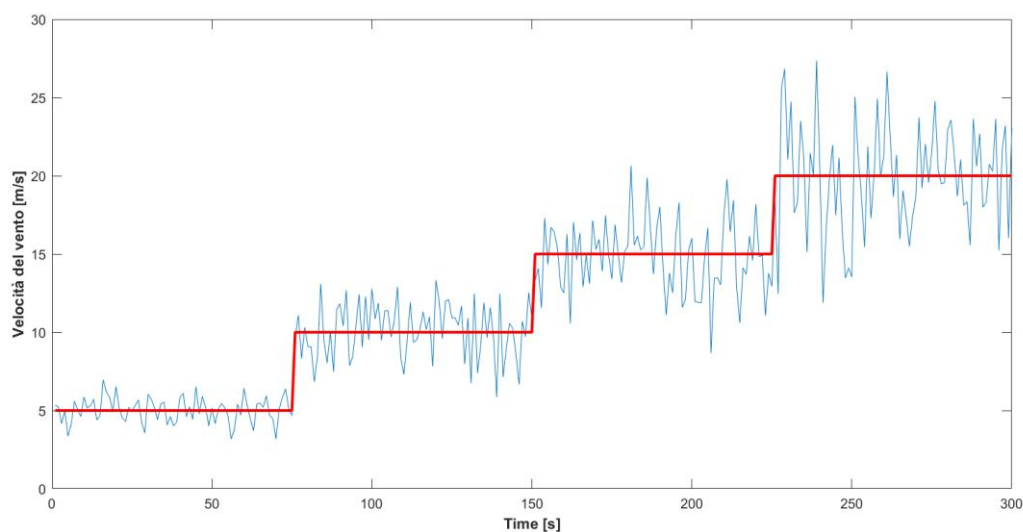


Figura 7.2: Grafico del modello della velocità del vento (in rosso l'andamento della velocità media)

Circa la serie temporale riguardante la radiazione solare, necessaria come input per il modello dinamico del sistema fotovoltaico, il profilo generato sinteticamente grazie alla procedura descritta nel Capitolo 4, poi utilizzato per il dimensionamento energetico della microgrid, ha una risoluzione temporale pari al quarto d'ora. Dati i brevi orizzonti temporali su cui saranno condotte le simulazioni dinamiche del sistema, al fine di ottenere dei transitori più realistici, anche per il profilo della radiazione solare è stato infittito il passo temporale fino ad arrivare alla risoluzione del secondo. Oltre alla turbina idroelettrica precedentemente descritta, sempre grazie al progetto E4G, nella vera microgrid installata in Tanzania è stato previsto anche un impianto fotovoltaico. Sfruttando i dati provenienti dal monitoraggio della vera microgrid installata a Ngarenanyuki, è stato analizzato statisticamente il profilo di potenza prodotta dal sistema fotovoltaico, disponibile con risoluzione temporale pari al secondo. In particolare, è stato calcolato il valor medio di potenza prodotta all'interno di ogni quarto d'ora e successivamente la dispersione dei valori al secondo rispetto alla media. Tale dispersione, in termini di deviazione standard rispetto alla media, è stata utilizzata per infittire il passo del profilo sintetico di radiazione solare: i valori al secondo sono stati generati grazie ad una distribuzione gaussiana con media pari al valore di radiazione solare al quarto d'ora e deviazione standard pari alla dispersione trovata analizzando il vero profilo di produzione del sistema fotovoltaico presente a Ngarenanyuki.

Infine, per caratterizzare il profilo di carico utilizzato come input per le simulazioni, sono stati utilizzati i dati monitorati a Ngarenanyuki, già disponibili alla risoluzione del secondo. Come discusso nella presentazione del caso studio, e in particolare nell'introduzione alle analisi dinamiche dei transitori elettromeccanici, per cercare di riprodurre al meglio il sistema dal punto di vista delle dinamiche dei singoli componenti, ma anche dell'intera rete, è stato utilizzato, a differenza di quanto fatto per l'ottenimento del dimensionamento della microgrid, il carico totale e non quello "residuo". Infatti, essendo la turbina idroelettrica l'unica macchina rotante operante nella rete, ai fini di una corretta modellazione della risposta dinamica del sistema, la sua presenza è risultata imprescindibile.

Un'ultima ipotesi è stata assunta circa il funzionamento della batteria presente nella rete studiata. L'obiettivo principale di questo componente, come ampiamente discusso nei capitoli precedenti, è quello di assorbire/erogare potenza, e di conseguenza caricarsi/scaricarsi, per far sì che venga rispettato il bilancio energetico del sistema date le condizioni di carico e produzioni. Infatti, data l'elevata variabilità delle fonti rinnovabili, è probabile che durante il funzionamento della rete capitino situazioni in cui vi è un eccesso di produzione rispetto al fabbisogno richiesto, e quindi la batteria è chiamata ad assorbire l'energia in acceso, ed altre in cui la produzione da fonti rinnovabili non è sufficiente a coprire il carico, la batteria in questo caso deve fornire energia alla rete e di conseguenza scaricarsi.

La taglia della batteria derivante dal dimensionamento ottenuto tramite l'ottimizzazione tecnico-economica è risultata essere quella ottimale per svolgere il compito sopra descritto. La batteria presente nella rete potrebbe altresì fornire un servizio di regolazione della frequenza elettrica qualora sia prevista una banda di capacità (o potenza) dedicata esclusivamente a tale scopo. Infatti, assorbendo/erogando potenza in più oltre a quella necessaria per il bilancio energetico, la batteria potrebbe regolare la frequenza della rete riportandola ad un valore ottimale.

Siccome lo scopo delle analisi condotte è stato proprio quello di dimostrare che un sistema dimensionato solamente dal punto di vista tecnico-economico, ovvero un sistema in cui non sono previste delle riserve di potenza per attuare servizi di stabilizzazione della rete, potrebbe non essere robusto e affidabile dal punto di vista elettrico, ai fini delle simulazioni il funzionamento della batteria presente in figura 6.12 è stato modellato sfruttando un carico fittizio: il carico fittizio ha rappresentato la potenza che la batteria deve assorbire/erogare per rispettare il bilancio energetico mentre il modello standard di PowerFactory della batteria è stato utilizzato solo ed esclusivamente per fare la regolazione di frequenza. La figura 7.3 mostra un dettaglio della modellazione della batteria in due parti distinte.

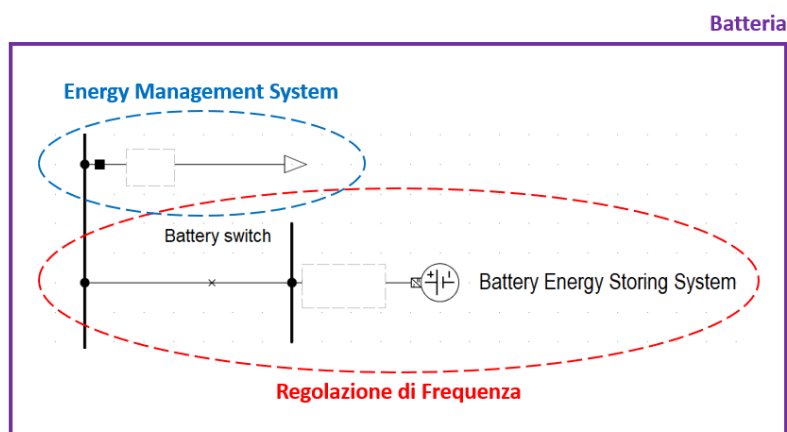


Figura 7.3: Dettaglio di come è stato modellato il funzionamento della batteria nelle simulazioni dinamiche

Per quanto riguarda il carico fittizio, esso è stato caratterizzato come segue. Grazie alle serie temporali di carico e produzioni disponibili alla risoluzione del secondo è stata calcolata, tramite bilancio energetico, la potenza teorica, erogata o assorbita, della batteria. Schedulare la potenza della batteria secondo per secondo è però un'ipotesi poco realistica rispetto al reale funzionamento del sistema. L'ottimizzazione e la gestione delle attività e delle operazioni dei sistemi di energia, e in particolare dei sistemi off-grid, è tipicamente affidata ad un Energy Management System (EMS).

L'idea è che in una microgrid debba essere presente un controllore centrale che definisce quali devono essere i flussi energetici nella rete. Questo controllo viene svolto dall'Energy Management System. Valutando in tempo reale la potenza prodotta dai generatori e quella richiesta dai carichi, l'EMS decide, ad esempio, se la batteria va ricaricata o scaricata, se scollegare i carichi ed eventualmente quale mix di risorse di generazione utilizzare in quel momento. La schedulazione e il controllo delle attività dei diversi componenti del sistema, difficilmente viene realizzata secondo per secondo. Perciò al fine di ottenere delle simulazioni più verosimili, la potenza di setpoint della batteria, rappresentata dal carico fittizio, è stata caratterizzata tramite un segnale a gradino con variazione ogni 30 secondi, ovvero in modo un po' più lento. La figura 7.4 mostra un esempio di carico fittizio, a rappresentare la schedulazione della batteria proveniente da un ipotetico Energy Management System della rete: è stato raffigurato il confronto tra una schedulazione istantanea (al secondo) e una più realistica con un gradino ogni 30 secondi.

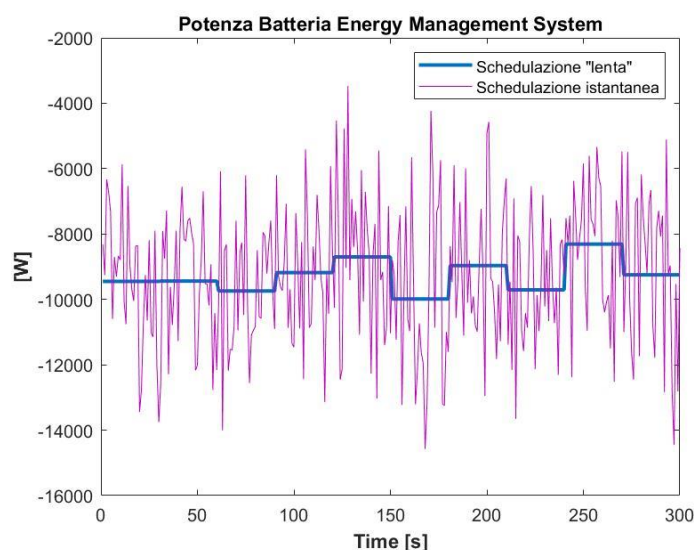


Figura 7.4: Esempio di schedulazione della potenza di batteria (per il bilancio energetico) da parte di un ipotetico Energy Management System

A causa dell'elevato onere computazionale richiesto, le simulazioni elettromeccaniche nel dominio del tempo sono state eseguite su intervalli di 5 minuti (300 secondi). Ovviamente i risultati ottenuti devono essere interpretati anche a fronte delle ipotesi introdotte. È chiaro che simulando solamente brevi intervalli di tempo e non, ad esempio, il funzionamento durante l'intero arco dell'anno, quello che si ottiene è un'indicazione preliminare circa il comportamento del sistema durante i suoi transitori. Un'analisi estensiva porterebbe sicuramente a dei risultati più realistici. Nonostante ciò un'analisi "ridotta" può comunque mostrare delle informazioni che in nessun modo verrebbero prese in considerazione durante il dimensionamento tecnico-economico.

7.2 Risultati

Di seguito sono riportati i principali risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate. I diversi periodi simulati sono stati scelti all'interno di alcuni giorni ritenuti caratteristici per il funzionamento della microgrid (figure dalla 6.6 alla 6.11). Riguardo tale scelta si è cercato di estrarre degli intervalli di tempo in cui la combinazione delle principali grandezze in gioco (carico, produzione Hydro, produzione Wind e produzione PV) risultasse significativa. Prima di poter eseguire ogni simulazione è stato necessario inizializzare la rete tramite l'apposita funzione *Calculate Initial Condition* messa a disposizione da PowerFactory. Tale funzione, sulla base dei risultati di un calcolo di Load Flow, ha l'obiettivo di determinare il valore di tutte le variabili interne delle macchine collegate alla rete, dei controllori e di tutti i modelli transitori presenti nel sistema. Come risultato di questo calcolo viene determinata la tensione di eccitazione della macchina sincrona e l'angolo di carico. Inoltre, tutte le variabili di stato dei diversi controllori (presenti nei modelli dinamici) e di qualsiasi altro dispositivo che risulti attivo e funzionante vengono calcolate. La finestra di dialogo della funzione *Calculate Initial Condition* consente di specificare il tipo di simulazione (RMS o EMT), le condizioni di rete (bilanciata o sbilanciata) e la dimensione del passo temporale.

Le simulazioni effettuate sono state delle simulazioni RMS in condizioni di rete bilanciata con un passo temporale di 0.005 s (valore di default per il calcolo dei transistori elettromeccanici delle simulazioni RMS). Data l'elevata complessità della rete configurata e dei modelli descrittivi i diversi elementi, si è riscontrato che il calcolo delle condizioni iniziali porta il sistema in una condizione iniziale di non equilibrio. Per raggiungere una condizione iniziale stabile da cui poi far partire le simulazioni, è stato necessario introdurre un transitorio iniziale per permettere al sistema di evolvere e portarsi in una condizione di stabilità. La figura 7.5 mostra un esempio di andamento nel tempo della frequenza della rete durante una simulazione. Come si può osservare, il sistema ha necessitato di un certo tempo per poter raggiungere una situazione di stabilità. Ovviamente il punto di equilibrio raggiunto può essere leggermente diverso dalla condizione iniziale imposta. Nell'ambito della procedura proposta si è verificato che l'entità di tale scostamento fosse trascurabile.

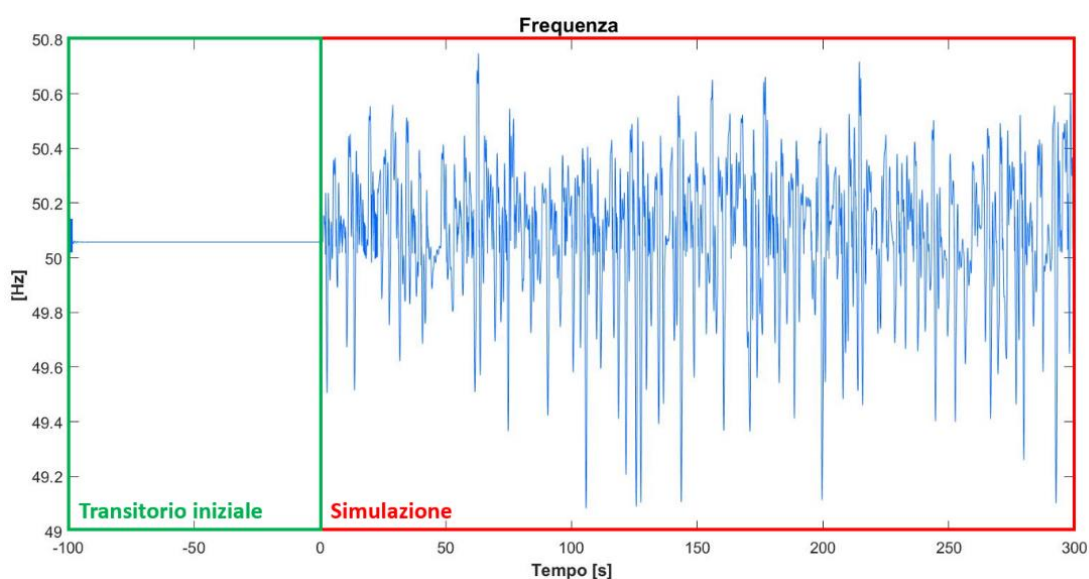


Figura 7.5: Esempio dell'andamento nel tempo della frequenza della rete durante il transitorio iniziale e durante la simulazione

La figura 7.6 mostra un dettaglio del transitorio iniziale. Come si può notare dalla figura 7.6, per questo caso particolare il sistema si è stabilizzato dopo circa 10 s. Essendo però le condizioni iniziali diverse simulazione per simulazione, si è deciso di mantenere un tempo di 100 s come margine di sicurezza al fine di essere certi che le simulazioni partano da una condizione di equilibrio.

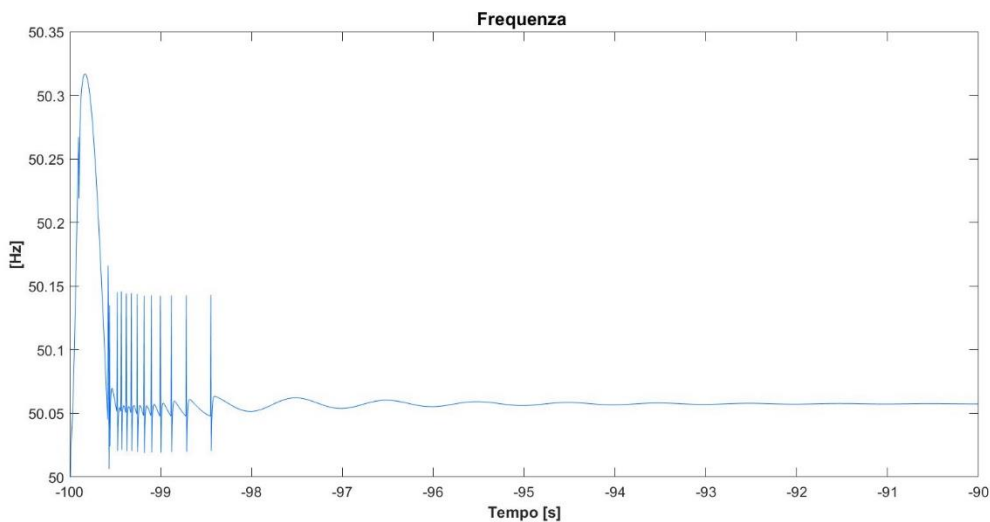


Figura 7.6: Dettaglio del transitorio iniziale necessario per stabilizzare il sistema

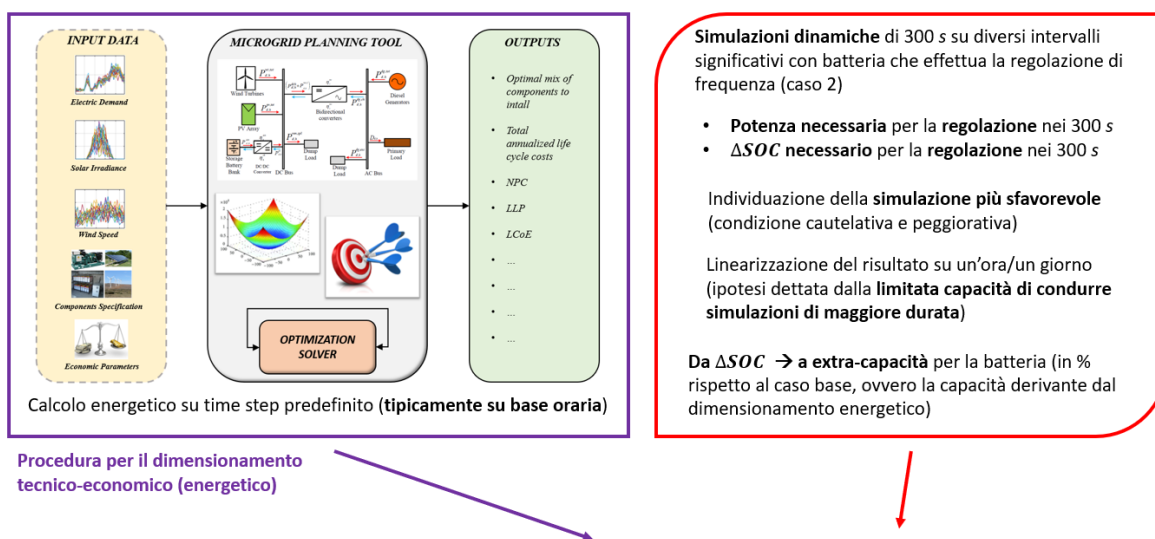
Per ciascuna delle simulazioni eseguite sono mostrati i grafici relativi ai profili delle principali grandezze in gioco. In particolare, sono riportati i profili degli input (alla risoluzione del secondo) confrontati con i valori dell'ora di riferimento previsti dal dimensionamento tecnico-economico. Non avendo eseguito simulazioni in cui si sono verificati guasti o anomalie, la principale grandezza su cui si è basata l'analisi dei risultati è stata la frequenza della rete, direttamente collegata all'affidabilità e alla robustezza della sistema. La tensione del Bus AC a cui sono collegati i vari elementi del sistema è stata monitorata ed è risultata sempre prossima al valore nominale, perciò è stato riportato solamente un profilo a titolo d'esempio. Inoltre, è stata posta particolare attenzione circa la risposta del governor della turbina idroelettrica e la potenza scambiata dalla batteria nel caso in cui sia attivo il servizio di regolazione. Come introdotto all'inizio del capitolo, per ogni simulazione sono state analizzate due modalità di funzionamento: batteria che non effettua il servizio di regolazione della frequenza, caso (1), e batteria che esegue la regolazione, caso (2).

Ovviamente è lecito aspettarsi che la frequenza della rete sia più stabile nel caso (2) rispetto al caso (1), caso in cui l'unico elemento in grado di fare la regolazione è il governor della turbina idroelettrica. Inoltre, va precisato che avendo modellato con un carico fittizio la schedulazione della batteria dal punto di vista del bilancio energetico, e avendo lasciato al modello *BatteryWithFrequencyControl* il solo compito di regolare la frequenza, il SOC_0 del modello di batteria è stato impostato ad un valore pari a 0.5 (50 %).

Lo stato di carica iniziale (SOC_0) della batteria è stata impostato al valore di 0.5 al fine di essere sicuri che, a fronte di una carica (o scarica) dovuta al servizio di regolazione della frequenza, la batteria non raggiunga, nel breve periodo, il SOC_{max} (o SOC_{min}) e quindi saturi. Inoltre, nonostante il modello di PowerFactory per la batteria sia stato utilizzato solo ed esclusivamente per realizzare un servizio di regolazione della frequenza, la capacità nominale del modello rappresentante la batteria è stata comunque impostata ad un valore pari a quello ottenuto dal dimensionamento energetico, ovvero 30 kWh (la potenza nominale della batteria è stata invece impostata ad un valore pari a 50 kVA).

A livello preliminare ci si aspetta che nel caso in cui la batteria non sia chiamata ad effettuare la regolazione di frequenza (caso 1), la potenza in output al modello standard di PowerFactory sia pari a zero (a meno di un eventuale rumore dovuto alla dinamica del modello) e che il *SOC* della batteria rimanga costante durante tutta la simulazione. Contrariamente è prevedibile che nel caso in cui la batteria sia chiamata a svolgere il servizio di regolazione (caso 2), essa assorbirà/erogherà una certa quantità di potenza al fine di effettuare la regolazione e, di conseguenza, che il *SOC* non sia più una costante durante i 300 s simulati.

Il ΔSOC necessario per effettuare il servizio di regolazione della frequenza, che può essere tradotto in un extra-capacità rispetto a quella derivante dal dimensionamento tecnico-economico (energetico), è il parametro che si è voluto stimare con le simulazioni effettuate. Ovviamente avendo simulato solamente alcuni brevi periodi rispetto al reale funzionamento del sistema, i risultati ottenuti sono da considerarsi come un'indicazione macro e sicuramente cautelativa circa le eventuali modifiche da apportare al dimensionamento tecnico-economico. La figura seguente mostra un esempio della logica con la quale le simulazioni dinamiche possono correggere il dimensionamento energetico (tabella 6.1):



$$E_{BESS} = E_{BESS,tecnico-economico} \cdot (1 + x\%)$$

Figura 7.7: Esempio di logica con la quale le simulazioni dinamiche possono correggere il dimensionamento energetico

Simulazione 1:

La prima simulazione ha riguardato un intervallo di 5 minuti all'interno della giornata in cui la procedura di dimensionamento sviluppata in CESI [80] ha previsto la massima produzione eolica. La figura 7.8 mostra i profili degli input usati per la simulazione. Come si può velocemente osservare dalla figura sottostante, quando si analizzano periodi temporali relativamente brevi, i profili delle grandezze monitorate possono risultare significativamente diversi rispetto alle medie orarie. In particolare, in questa prima simulazione il profilo del carico è risultato maggiore rispetto alla media oraria per tutta la durata della simulazione, la radiazione solare ha fluttuato in maniera leggermente inferiore alla media oraria, l'idroelettrico è stato assente e la produzione eolica è risultata leggermente inferiore rispetto alla media oraria.

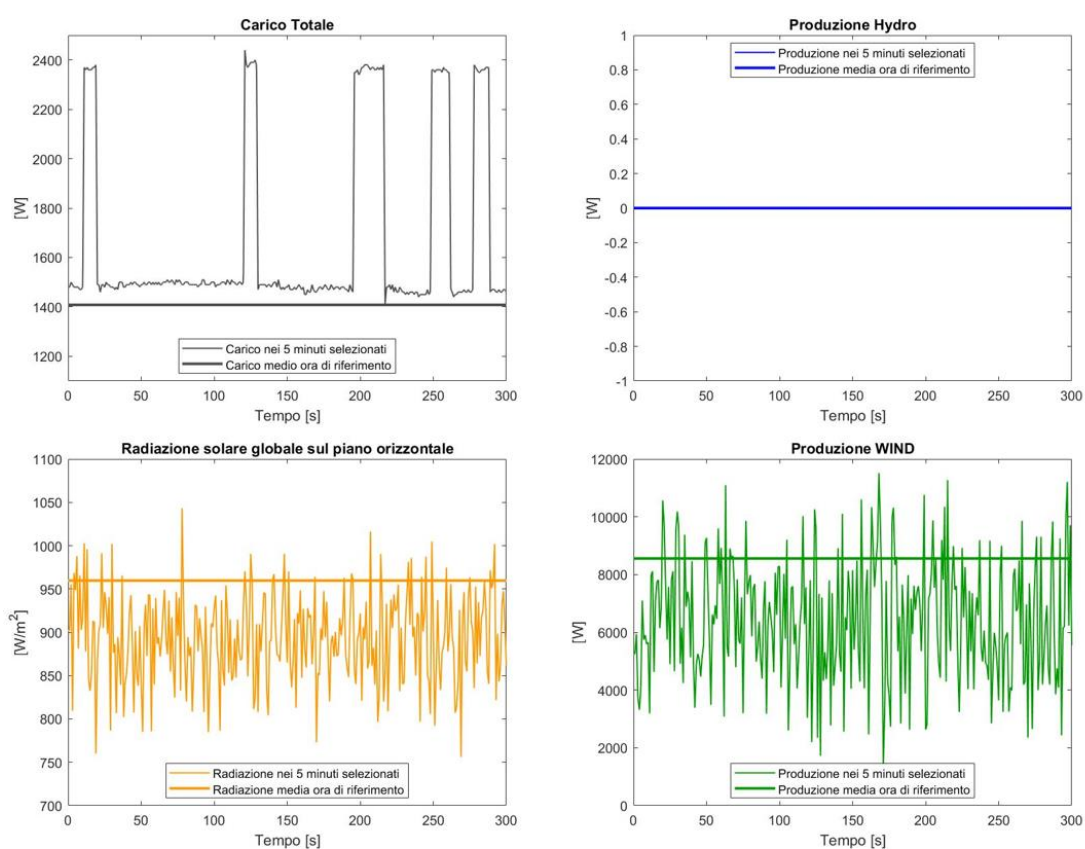


Figura 7.8: Profili degli input utilizzati per la simulazione 1

Nelle figure seguenti sono invece riportati i risultati derivanti dal funzionamento della rete nelle due modalità: caso (1) e caso (2). È inoltre presentato un confronto tra i diversi profili.

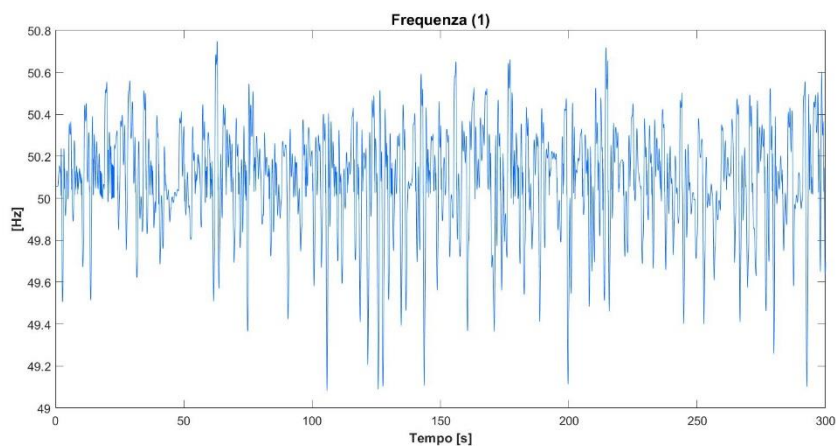


Figura 7.9: Frequenza della rete nel caso (1)

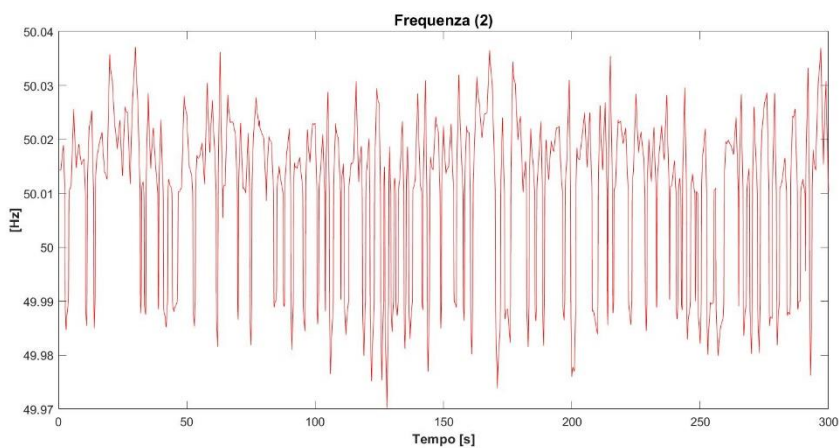


Figura 7.10: Frequenza della rete nel caso (2)

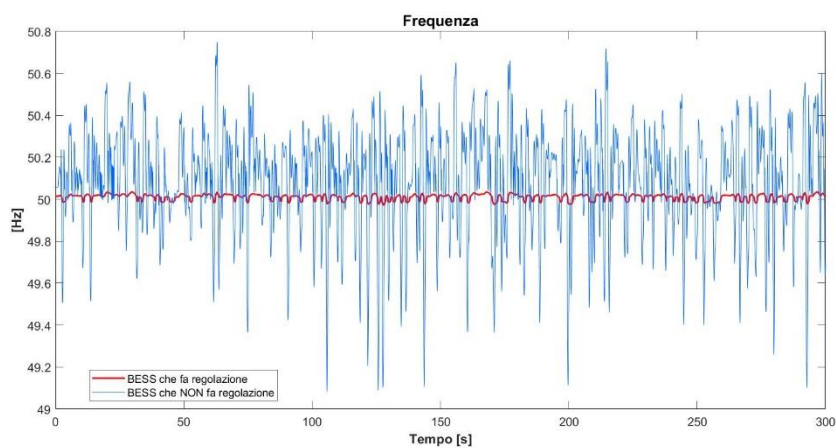


Figura 7.11: Confronto fra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2)

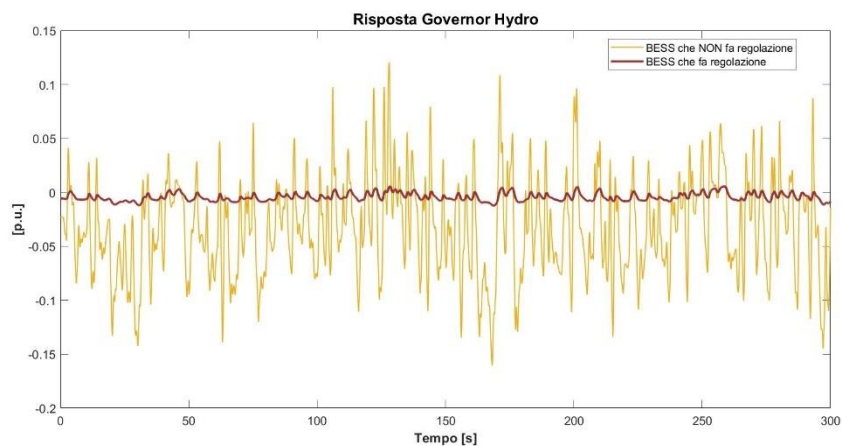


Figura 7.12: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2)

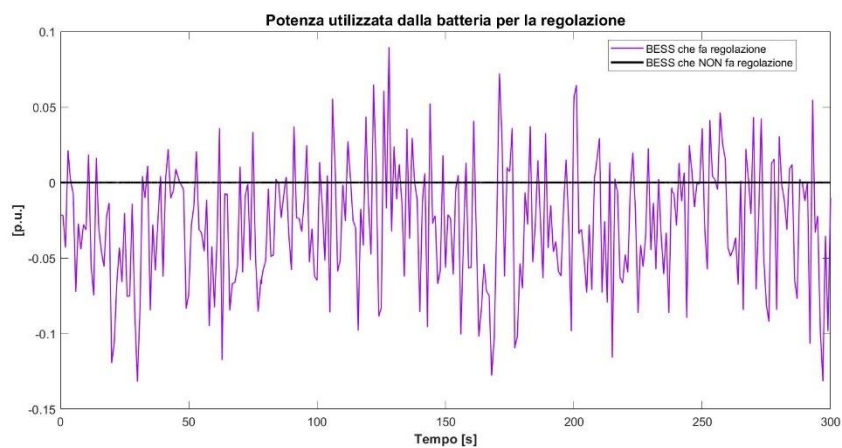


Figura 7.13: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2)

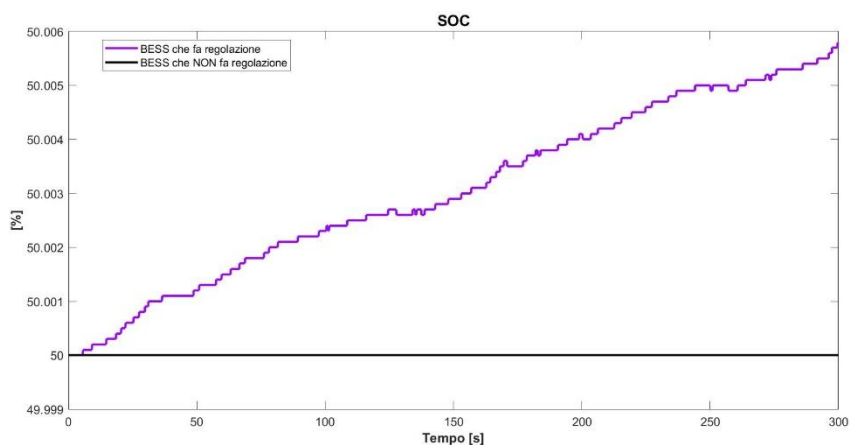


Figura 7.14: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2)

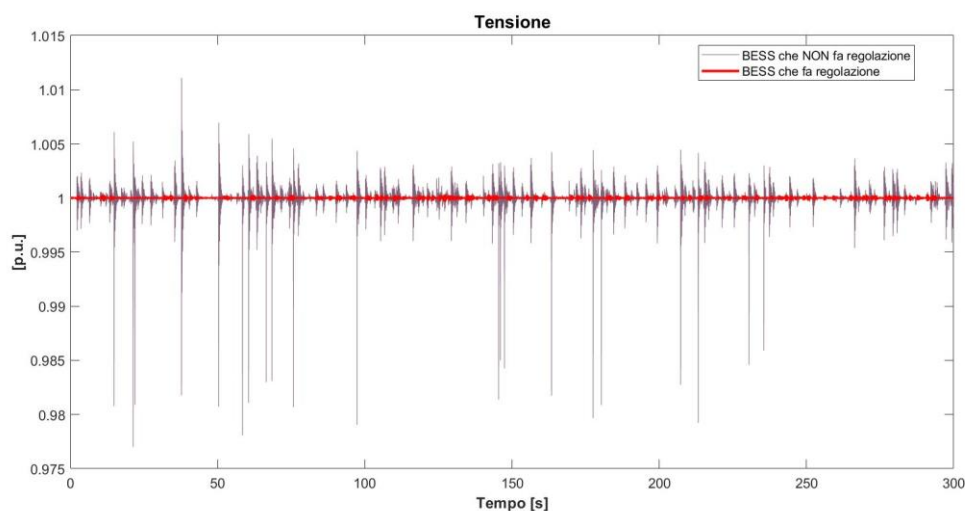


Figura 7.15: Confronto tra la tensione del Bus AC nel caso (1) e nel caso (2)

La prima cosa che si può osservare è che le oscillazioni della frequenza della rete, come ipotizzato preliminarmente, risultano notevolmente ridotte grazie al servizio di regolazione attuato dalla batteria. Le oscillazioni che mostra la frequenza nel caso in cui la batteria non presti il servizio di regolazione, presentano un'ampiezza non trascurabile, minando la stabilità della microgrid. Dalla figura 7.12 risulta interessante osservare come nonostante il setpoint dell'idroelettrico ($pt0$) sia stato pari a zero per tutta la simulazione (ovvero non si è registrata nessuna produzione proveniente dal gruppo idroelettrico), il governor ha comunque dato una risposta in termini di potenza (pt) per cercare di regolare la frequenza e riportarla a 50 Hz (la potenza è espressa in per unit, $p.u.$, rispetto alla potenza nominale del generatore sincrono della turbina idroelettrica), proprio in quanto elemento di riferimento per il *grid forming* della microgrid. In particolare, essendo in presenza sia di momenti di sovra frequenza che di sotto frequenza, la risposta del governor ha (coerentemente) mostrato sia valori positivi (potenza ceduta alla rete) che negativi (potenza assorbita dalla rete). Inoltre, è evidente che nel momento in cui la regolazione di frequenza viene fatta sia dal governor del generatore sincrono sia dalla batteria (caso 2), l'ampiezza della risposta del governor si riduce in quanto il compito della regolazione è spartito tra la batteria e il generatore sincrono. Le figure 7.13 e 7.14 mostrano chiaramente l'effetto della regolazione della frequenza da parte della batteria in termini di potenza assorbita/erogata e di variazione del SOC .

Al fine di comprendere meglio la risposta della batteria, di seguito è riportato un dettaglio del profilo di frequenza nel caso in cui la batteria non fa la regolazione (caso 1) a cui sono state sovrapposte la banda morta superiore e inferiore della legge di controllo della batteria (il modello standard di PowerFactory presenta una banda morta di 10 mHz). Come si può notare dalla figura 7.16 la batteria è chiamata a regolare sia delle sovra frequenze che delle sotto frequenze. Essendo la batteria un elemento statico e senza inerzia meccanica al fine della regolazione di frequenza essa può solamente assorbire o erogare potenza. In particolare, a fronte di un aumento della frequenza la batteria è chiamata ad assorbire potenza dalla rete mentre per regolare una sotto frequenza la batteria deve cedere potenza alla rete. La figura 7.13 mostra quanto detto: la batteria ha sia assorbito che erogato potenza per effettuare la regolazione.

Nonostante la batteria abbia sia erogato che assorbito potenza, data la maggior presenza di periodi di sovra frequenza, globalmente la batteria si è caricata, come mostrato in figura 7.14.

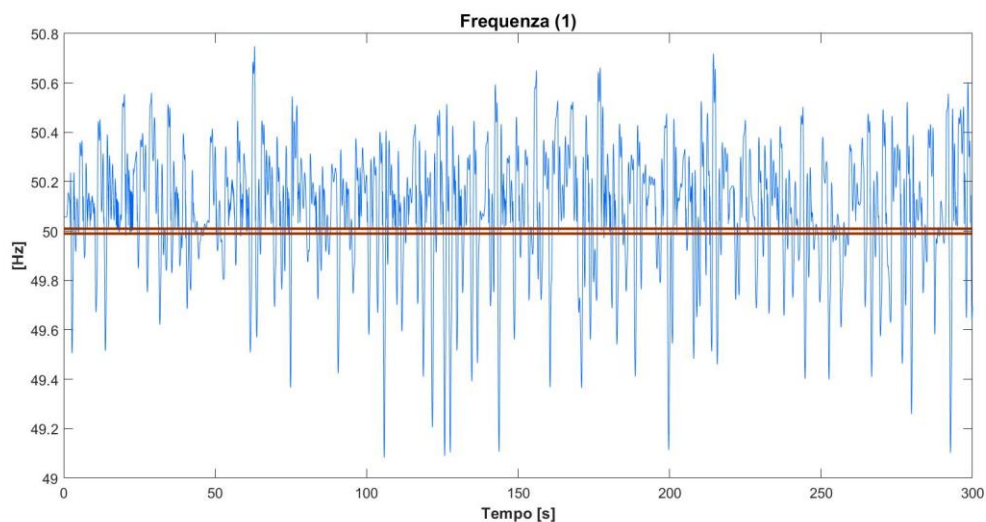


Figura 7.16: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria

Al fine di verificare l'effettiva risposta della batteria in termini di regolazione della frequenza, di seguito si presenta un confronto tra la legge di controllo teorica della batteria e i risultati derivanti dalla simulazione. La caratteristica di regolazione viene generalmente rappresentata su un piano Potenza-Frequenza su cui si riporta la legge di regolazione automatica.

Sull'asse delle ascisse viene riportato l'errore di frequenza $\Delta f = 50 - f_k$, ovvero lo scostamento della frequenza del sistema, al generico time step k della simulazione, rispetto al valore nominale (50 Hz). In ordinata è invece riportato il valore di potenza che la batteria deve mettere a disposizione per la regolazione. Il modello *BatteryWithFrequencyControl* presente nella rete studiata è caratterizzato da una banda morta di 10 mHz (0.0002 p.u.) e da una costante di droop pari a 0.004 p.u.. La banda morta rappresenta quell'intervallo di errori di frequenza che la batteria ritiene accettabili. Qualora l'errore di frequenza risulti all'interno della banda morta la batteria risponde con una potenza pari a zero. Al di fuori della banda morta la batteria risponde in maniera proporzionale all'errore di frequenza secondo la costante di droop, parametro che definisce l'entità della potenza di regolazione rispetto all'errore di frequenza. Noti i valori caratteristici della legge di controllo della batteria è stato possibile, al fine di realizzare il confronto con le simulazioni, costruire il profilo della legge di controllo teorica della batteria. La figura 7.17 mostra il confronto fra la legge di regolazione teorica e i risultati della simulazione in DIgSILENT PowerFactory. In ascissa è riportato l'errore di frequenza Δf in p.u. (rispetto ai 50 Hz nominali) mentre in ordinata è riportata la potenza in p.u. (rispetto alla potenza nominale della batteria) che la batteria deve mettere a disposizione per la regolazione.

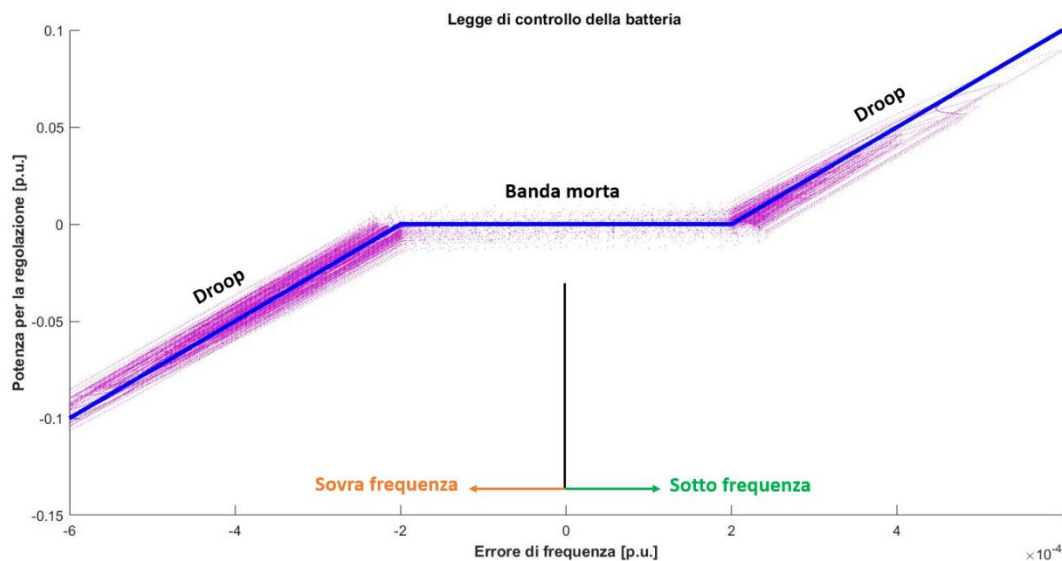


Figura 7.17: Legge di controllo della batteria: in blu la legge teorica e in viola la distribuzione dei risultati derivanti dalla simulazione in DIGSILENT PowerFactory

La figura 7.17 mostra come i risultati della simulazioni si distribuiscono attorno alla curva teorica, a confermare la bontà del modello e il risultato già presentato in figura 7.13. Infatti, si può osservare che nei momenti in cui l'errore di frequenza Δf è risultato negativo, ovvero si era in presenza di una sovra frequenza, la batteria ha assorbito potenza dalla rete al fine della regolazione; dualmente in presenza di un errore di frequenza positivo, o equivalentemente di una sotto frequenza, la batteria ha ceduto potenza alla rete. Il risultato che la batteria si sia complessivamente caricata durante i 300 s della simulazione si può osservare anche dall'intensità della distribuzione dei risultati (puntini viola): si nota una maggiore colorazione attorno alla curva di potenza assorbita, ad indicare il maggior tempo trascorso ad assorbire potenza dalla rete. È opportuno precisare come l'obiettivo primario delle simulazioni eseguite sia lo sviluppo di una procedura utile alla verifica del dimensionamento di una microgrid anche rispetto allo smorzamento dei transitori veloci, ovvero le simulazioni numeriche eseguite hanno valenza di esemplificazioni numeriche su uno scenario (cfr. serie di dati) realistico.

Simulazione 2:

La seconda simulazione ha riguardato un intervallo di 5 minuti all'interna della giornata in cui si è rilevato il carico minimo (a livello di media giornaliera). La figura 7.18 mostra i profili degli input utilizzati per caratterizzare la simulazione:

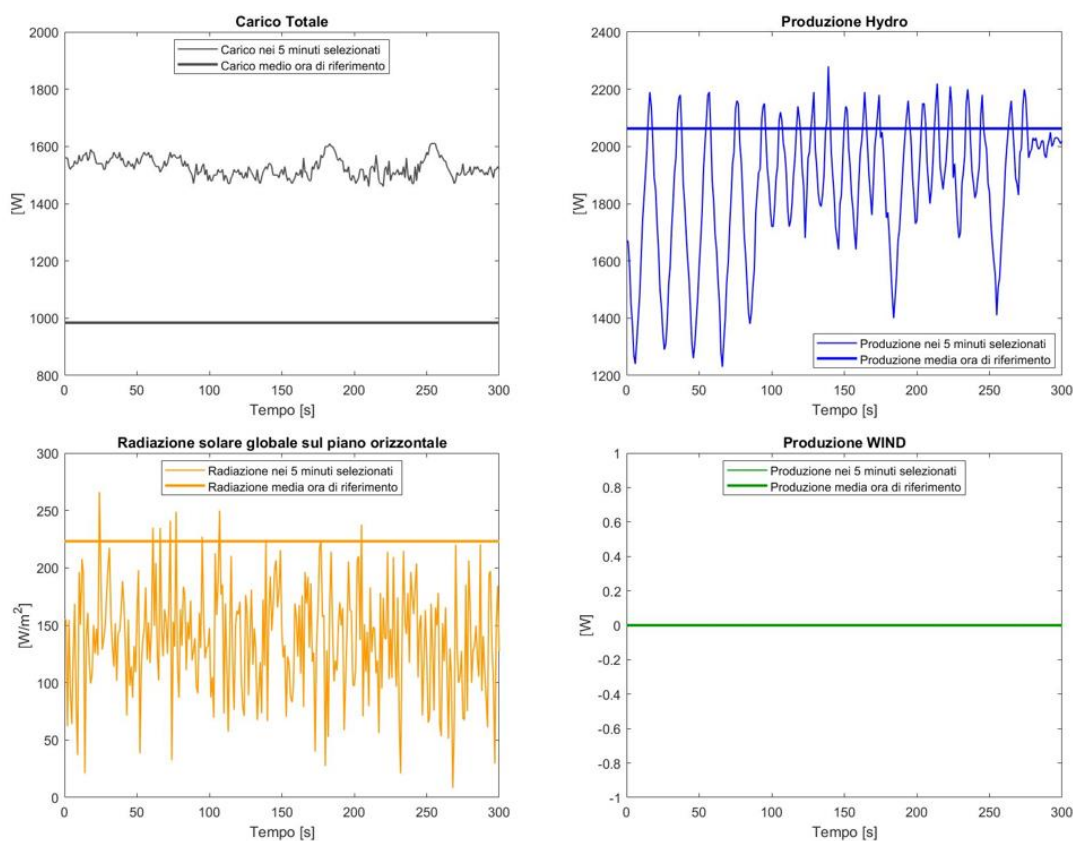


Figura 7.18: Profili degli input utilizzati per la simulazione 2

Come si può notare dalla figura soprastante, in questa seconda simulazione il mix energetico delle diverse fonti risulta significativamente diverso rispetto alla prima simulazione. In particolare, si osserva che l'idroelettrico è stato attivo con un profilo di produzione fluttuante nel tempo, la radiazione solare ha mostrato un'entità decisamente inferiore rispetto alla prima simulazione, l'eolico è stato assente e il carico ha fluttuato in maniera non troppo marcata al di sopra della media oraria. Di seguito si riportano, con la stessa logica della simulazione 1, i risultati di questa seconda simulazione.

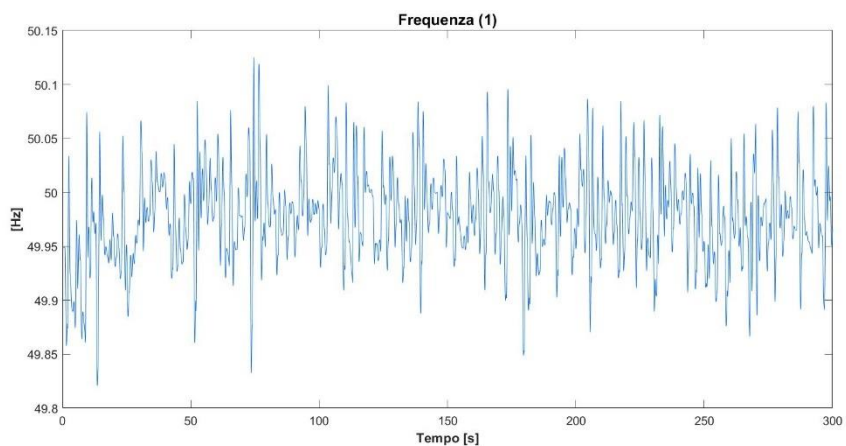


Figura 7.19: Frequenza della rete nel caso (1)

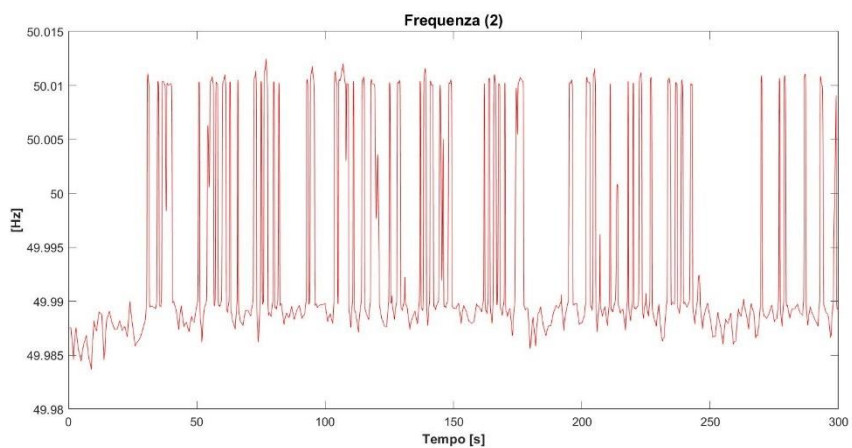


Figura 7.20: Frequenza della rete nel caso (2)

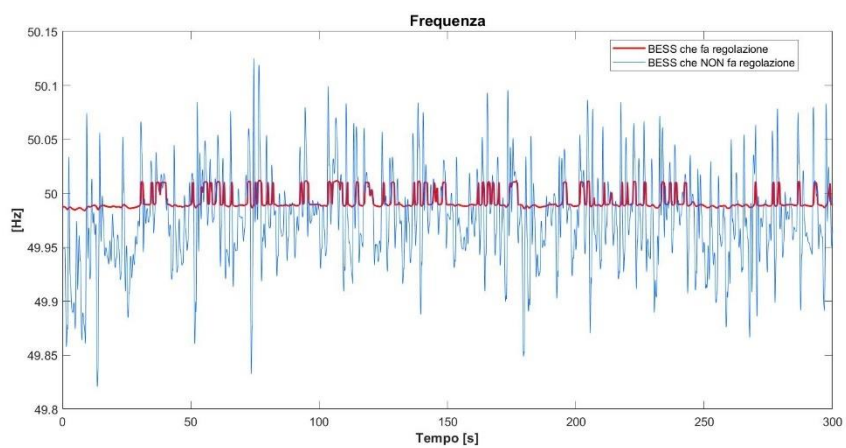


Figura 7.21: Confronto tra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2)

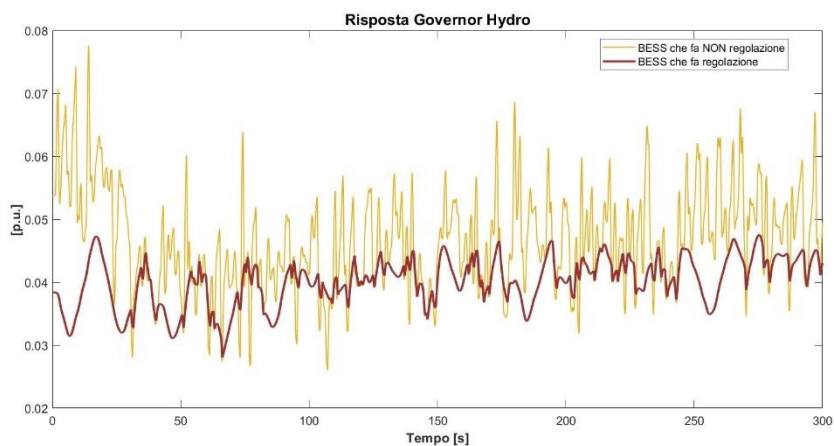


Figura 7.22: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2)

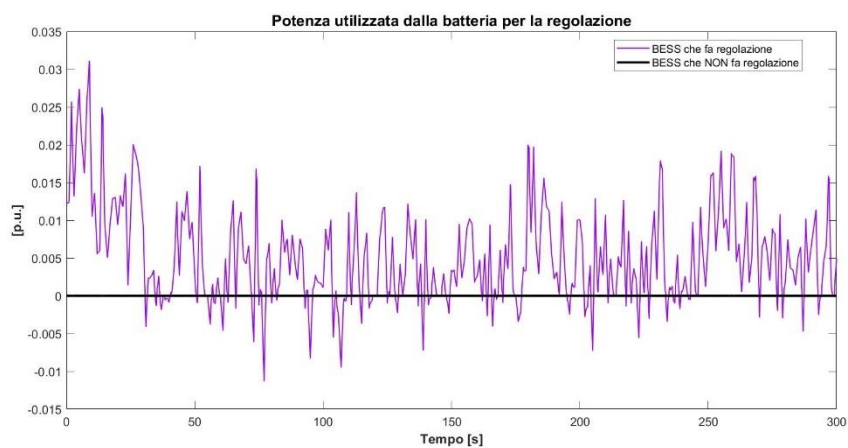


Figura 7.23: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2)

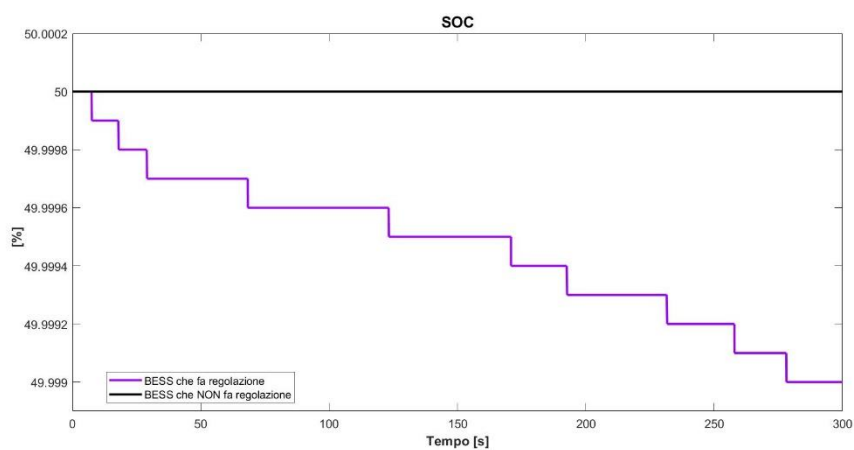


Figura 7.24: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2)

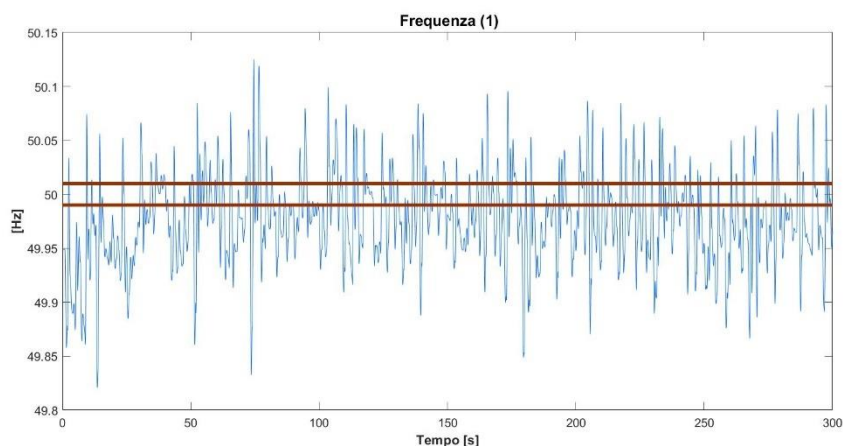


Figura 7.25: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria

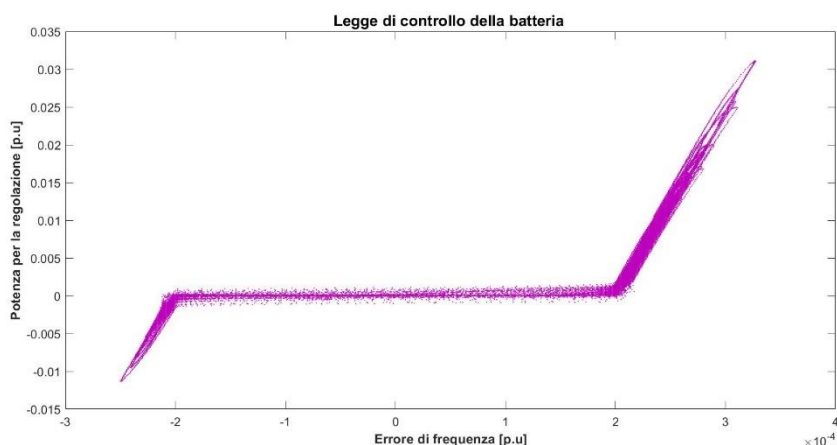


Figura 7.26: Legge di controllo della batteria derivante dai risultati della simulazione

Come si può osservare dalle figure riportate, anche questa seconda simulazione ha mostrato un netto miglioramento della stabilità della frequenza nel caso in cui sia previsto il servizio di regolazione da parte della batteria. Inoltre, dalla figura 7.19 si può riscontrare il fatto che, nel caso in cui la batteria non attivi la regolazione, la frequenza della rete presenta delle oscillazioni meno marcate rispetto alla simulazione 1, ciò è dovuto alla produzione derivante dalla turbina idroelettrica e quindi dalla presenza di una maggiore inerzia (massa rotante). Dalle figure 7.23 e 7.24 emerge che la batteria ha principalmente ceduto potenza alla rete per regolare delle sotto frequenze (scaricandosi di conseguenza). La figura 7.22 mostra come la risposta del governor sia meno ampia e più “smooth” nel caso in cui la regolazione della frequenza venga fatta da entrambi gli apparati (generatore sincrono e batteria).

Simulazione 3:

La terza ed ultima simulazione che viene presentata ha riguardato un intervallo di 5 minuti selezionato all'interno della giornata in cui è risultata minima la produzione da fotovoltaico. La figura 7.27 riporta i profili di input utilizzati:

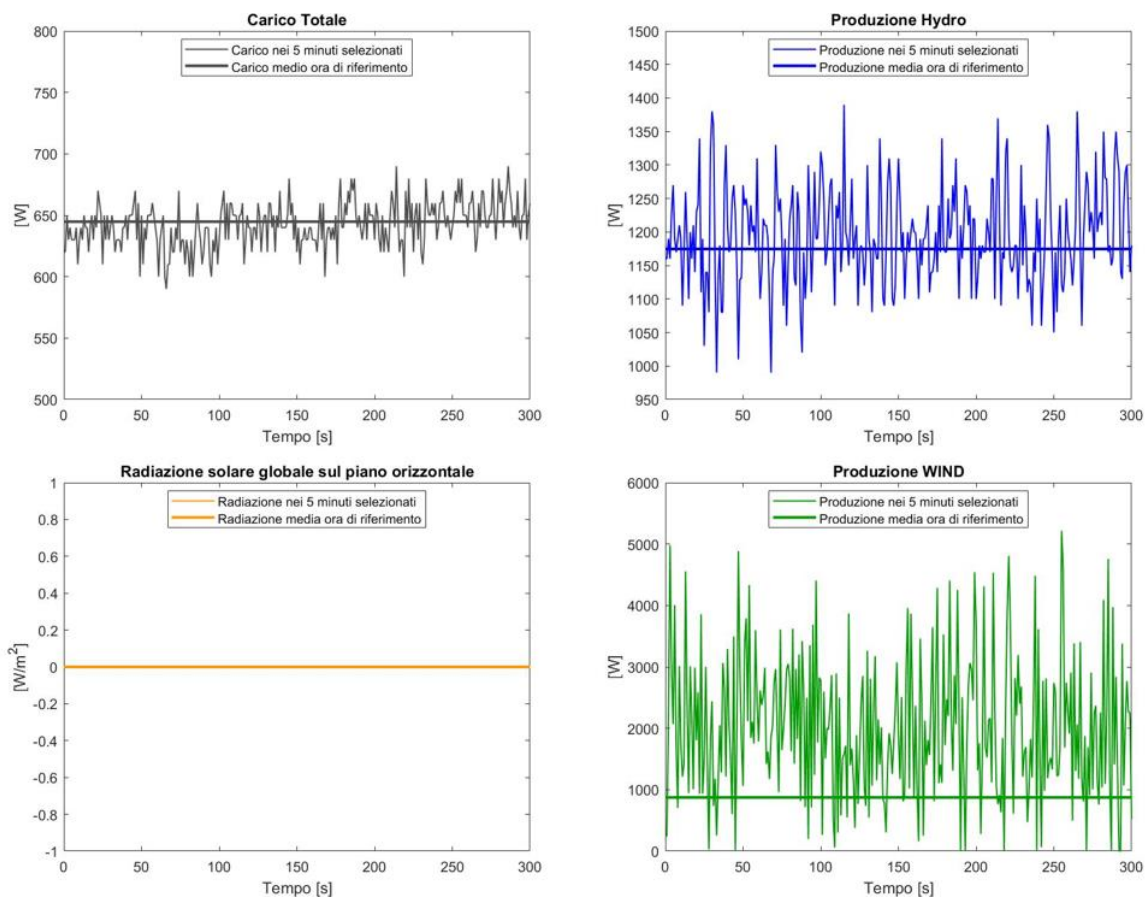


Figura 7.27: Profili degli input utilizzati per la simulazione 3

Dalla figura 7.27 si osserva come la radiazione solare sia stata completamente assente durante il periodo simulato, questo a rappresentare la mancanza della risorsa solare al fine della produzione di energia. Il profilo del carico e della produzione idroelettrica presentano una fluttuazione simmetrica attorno al valore medio dell'ora di riferimento, mentre per quanto riguarda la produzione eolica vi è una fluttuazione del profilo tendenzialmente al di sopra del valore medio di produzione nell'ora di riferimento. Di seguito sono mostrati i risultati della terza simulazione.

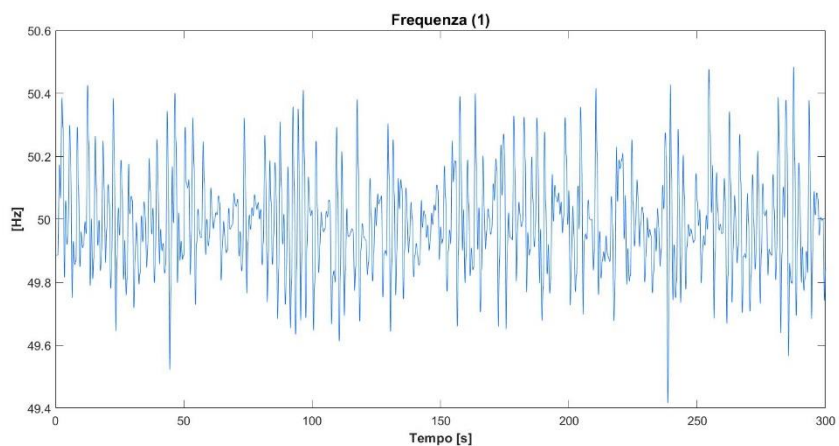


Figura 7.28: Frequenza della rete nel caso (1)

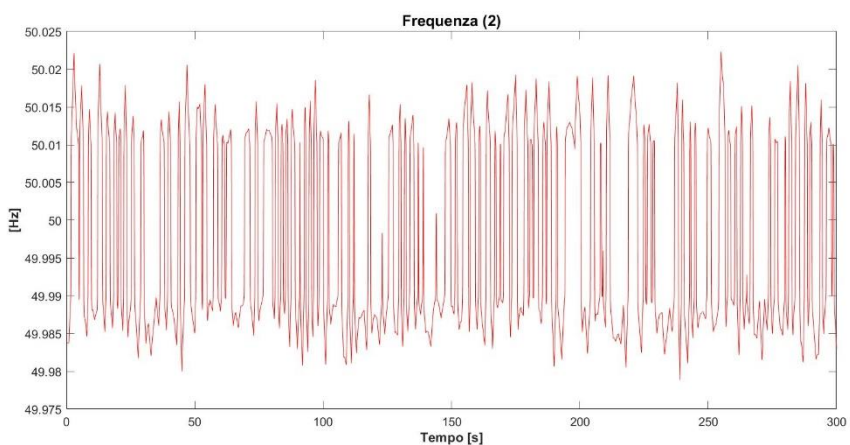


Figura 7.29: Frequenza della rete nel caso (2)

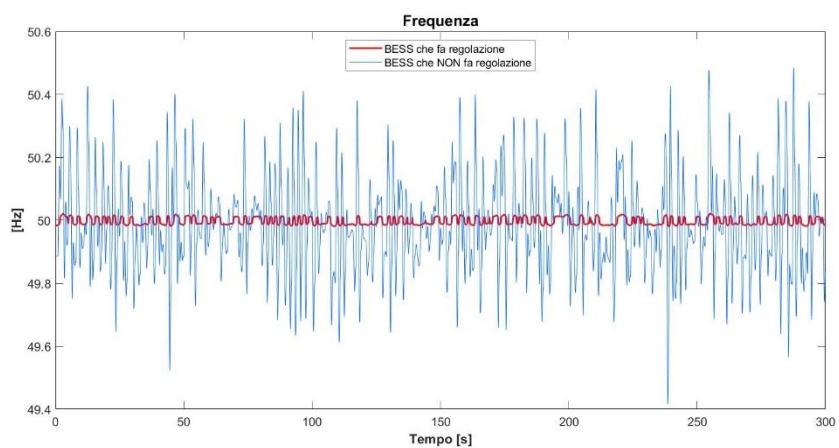


Figura 7.30: Confronto tra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2)

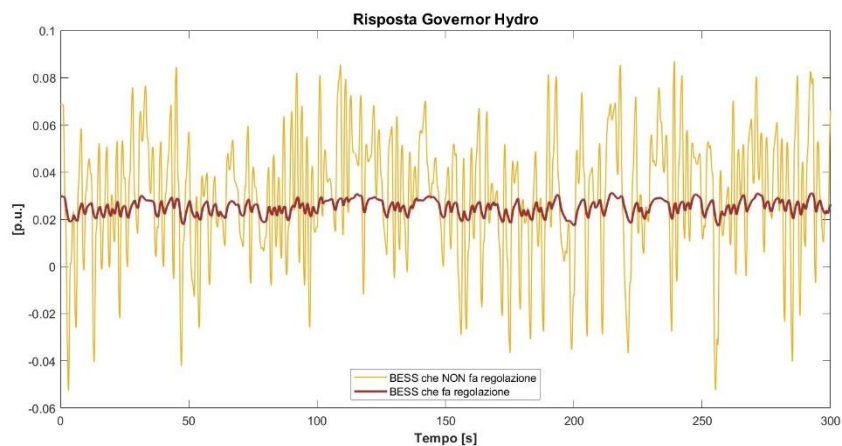


Figura 7.31: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2)

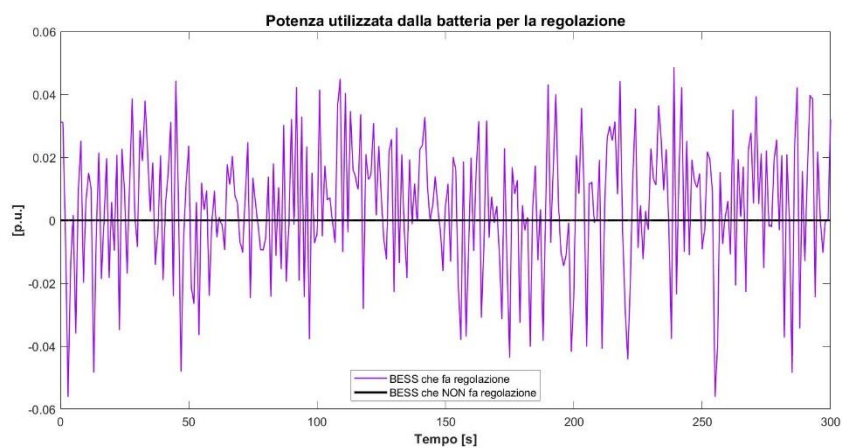


Figura 7.32: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2)

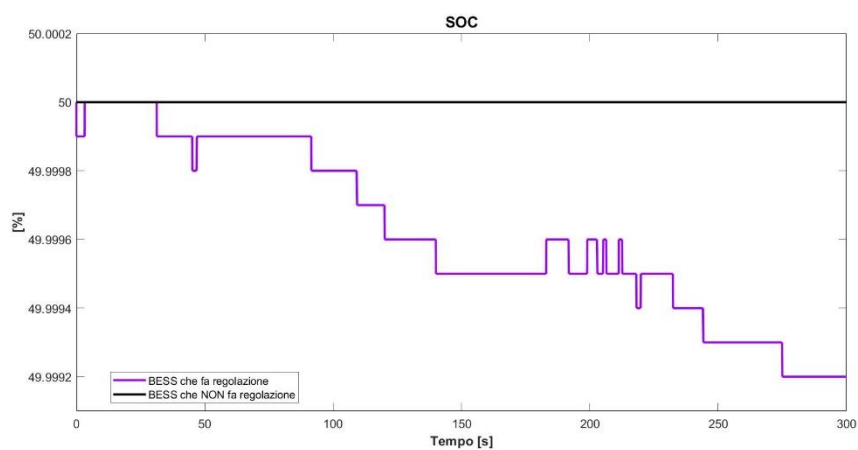


Figura 7.33: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2)

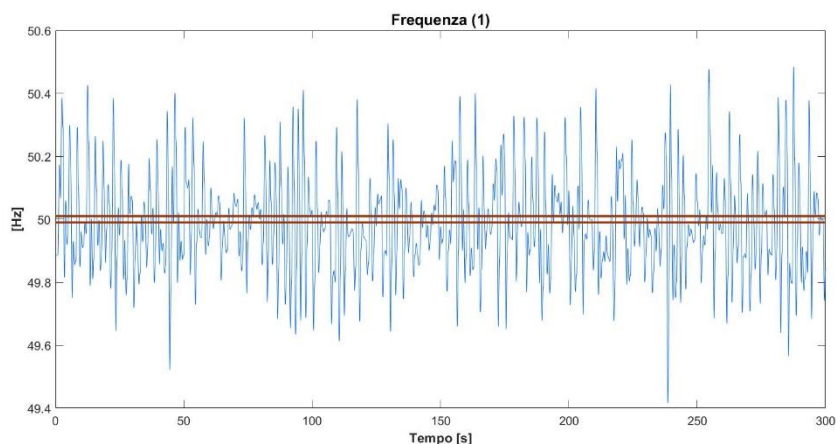


Figura 7.34: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria

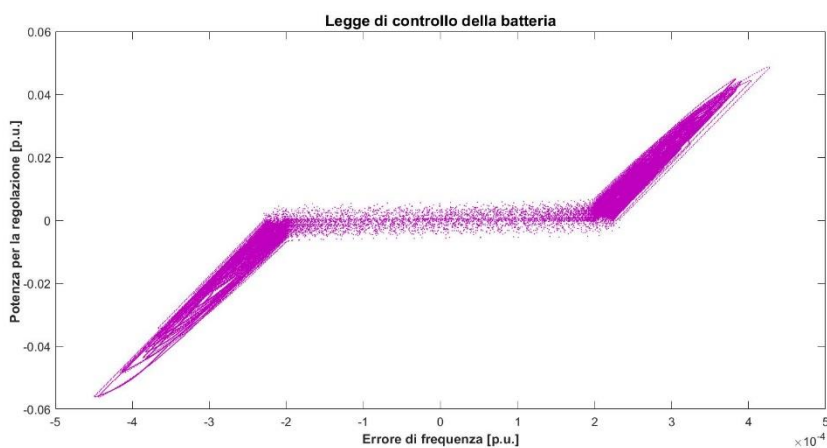


Figura 7.35: Legge di controllo della batteria derivante dai risultati della simulazione

Similarmente alla simulazione 2, anche in questa terza simulazione la frequenza della rete nel caso (1) risulta più stabile rispetto a quella della simulazione 1 (nella stessa modalità di funzionamento ovviamente). La presenza di un profilo di produzione idroelettrica non nullo ha contribuito ad aumentare l'inerzia dell'intero sistema e, quindi, ad evitare eccessive oscillazioni della frequenza della rete. Ovviamente, come da previsione, la frequenza della rete è risultata più stabile nel caso in cui la batteria ha eseguito la regolazione (figura 7.30). Inoltre, osservando la figura 7.31 si possono delineare le seguenti riflessioni. Coerentemente con quanto ci si aspettava la risposta del governor della turbina idroelettrica è risultata meno ampia e più lenta nel caso (2) rispetto al caso (1).

Ciò è dovuto al fatto che quando la batteria interviene a supporto del governor al fine della regolazione, essa si fa carico della variazione rapide della frequenza mentre al governor restano in capo quelle più lente. Sempre dalla figura 7.31 emerge che nonostante il setpoint del governor sia risultato positivo durante tutto l'intervallo simulato (a rappresentare una reale produzione di potenza dal gruppo idroelettrico), qualora la regolazione della frequenza sia in mano al solo governor (1), al fine della stabilità della rete risulta necessario un assorbimento di energia (profilo con valori negativi).

Tale necessità non si presenta nel caso (2), infatti contribuendo la batteria ad assorbire tale energia il governor presenta una risposta sempre positiva, ad indicare una sola produzione di energia da parte del gruppo idroelettrico.

Dalle simulazioni eseguite si possono trarre le seguenti conclusioni:

Innanzitutto, i risultati ottenuti devono essere interpretati alla luce delle ipotesi e delle semplificazioni assunte. Risulta però chiaro ed evidente, che non avendo avuto a disposizione maggiori informazioni circa le reali caratteristiche degli apparati presenti nel sito e poi modellati nel caso studio, le ipotesi e le semplificazioni proposte risultano un compromesso accettabile al fine di un'analisi metodologica come quella proposta nel presente lavoro. La prima criticità emersa dai risultati delle simulazioni è la pronunciata instabilità della frequenza della rete nel caso in cui non sia previsto un servizio di regolazione da parte di un componente diverso dalla macchina *grid former*. I risultati ottenuti dimostrano come l'aver previsto un opportuno servizio di regolazione della frequenza si concretizza nel miglioramento della stabilità della stessa e, di conseguenza, della rete.

Ovviamente l'extra-capacità necessaria per poter effettuare suddetta regolazione, deve essere aggiunta alla previsione in output al dimensionamento tecnico-economico. Prendendo come indicazione di massima il ΔSOC (necessario ad effettuare il servizio di regolazione) più ampio emerso dalle tre simulazioni (simulazione 1) e linearizzandolo (ovvero assumendo una condizione cautelativa e peggiorativa) prima su un'ora e poi su intera giornata di funzionamento si ottiene, rispettivamente, un extra-capacità, rispetto al caso base (dimensionamento energetico – tabella 6.1), di poco inferiore all'1 % sull'ora e di poco inferiore al 20 % sulla giornata da tenere in considerazione al fine di poter effettuare il servizio di regolazione della frequenza di rete. L'ipotesi che i risultati ottenuti sui 300 s siano ripetibili su intervalli più ampi (un'ora piuttosto che un giorno) è dettata dalla limitata capacità di condurre simulazioni di maggiore durata. Infatti, non è detto che all'interno di un'ora (o di un giorno) la potenza richiesta per la regolazione sia sempre concorde a quanto simulato nei 300 s (in altri termini se nei 300 s simulati si è verificata una situazione di sovra frequenza non è detto che anche nei 300 s successivi ciò si verifichi). Nonostante ciò, l'ipotesi di replicare su intervalli più ampi quanto emerso dalle simulazioni sui 300 s, data anche la limitata capacità di calcolo, risulta accettabile al fine di avere un'indicazione preliminare circa una possibile correzione da effettuare al dimensionamento tecnico-economico ottenuto dal tool esterno [80].

	Turbine name	Gaia Wind 133 – 11 kW	
	Turbine database number	38	
	Number of turbine	2	
	\overline{P}_{Wind}	21.86	[kW]
	\overline{P}_{PV}	7.20	[kW]
Analisi dinamica	BESS	30.96	[kWh]
	LLP	4.80	[%]
	NPC	84282.20	[€]
	LCoE	1.73	[€/kWh]
	PV/Wind ratio	0.33	[-]
	+ extra-capacità nel range 1 % ÷ 20 % della capacità derivante dal dimensionamento energetico (a seconda della sensibilità e delle ipotesi assunte dal progettista)		

Figura 7.36: Modifiche da apportare al dimensionamento energetico (suggerite dall'analisi dinamica) al fine di tenere in considerazione la possibilità di regolare la frequenza tramite la batteria

8 Conclusioni e sviluppi futuri

8.1 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi si inserisce nel contesto più ampio della ricerca e degli studi relativi al tema dello sviluppo energetico sostenibile nei paesi in via di sviluppo e nei contesti isolati e atipici quali ad esempio le isole. In termini generali questo tema si riferisce all'analisi di problemi specifici relativi ai settori energetici e alle risultanti conseguenze sullo sviluppo sostenibile delle comunità. In particolare, le popolazioni delle aree rurali dei paesi in via di sviluppo e delle zone isolate del mondo, sono quelle che maggiormente soffrono le conseguenze del problema dell'accesso all'energia. Infatti, queste aree spesso non vengono raggiunte dalla rete elettrica e l'unica fonte di energia è la biomassa tradizionale. L'assenza dell'energia elettrica limita fortemente il miglioramento della capacità di soddisfare i servizi di base, sia a livello domestico che a livello di comunità. In molte zone rurali, forti vincoli di fattibilità tecnica ed economica limitano la fornitura di elettricità attraverso il paradigma tradizionale dei sistemi centralizzati. In questi casi, i sistemi off-grid basati sulle fonti energetiche rinnovabili sono l'unica soluzione praticabile. Il processo che porta all'identificazione della miglior soluzione tecnica off-grid all'interno di un contesto specifico può risultare molto complesso, ad oggi molti argomenti di ricerca sono ancora aperti in tale ambito. In questo contesto, la presente tesi si concentra principalmente sul problema dell'accesso all'elettricità nei paesi in via di sviluppo e sull'analisi dei sistemi off-grid per l'elettrificazione delle aree rurali e isolate. La tesi è stata strutturata in due macro parti che trattano, attraverso diversi capitoli, due argomenti specifici:

- La prima parte offre un'approfondita revisione dei principali software commerciali per il dimensionamento tecnico-economico dei sistemi off-grid a cui segue la proposta di una metodologia generale per la generazione di serie temporali sintetiche di radiazione solare e velocità del vento.
- La seconda parte introduce il tema delle analisi di transitori per i sistemi di energia, e in particolare per i sistemi off-grid, al fine della validazione del loro dimensionamento.

Le simulazioni intensive necessarie per lo studio e l'ottimizzazione dei sistemi off-grid portano alla necessità di grandi quantità di dati di input. Questo requisito rappresenta una delle principali criticità per lo studio dei sistemi off-grid, soprattutto per quelli situati in aree rurali dove, generalmente, risulta complicato installare dei sistemi di misurazione al fine di reperire tali dati. Una possibile soluzione per affrontare questo problema è usare strumenti che, attraverso l'utilizzo di modelli stocastici, possano aiutare a compensare la mancanza di dati consentendo un approccio più robusto al dimensionamento dei sistemi energetici. Esistono diversi software e tool che consentono di ottimizzare e dimensionare i sistemi di energia. La disponibilità delle risorse energetiche, e in particolare delle fonti rinnovabili, rappresenta uno dei principali input per qualsiasi procedura di dimensionamento e ottimizzazione.

L'obiettivo della prima parte di questa tesi è quello di elaborare e proporre una metodologia che, richiedendo in input una scarsa quantità di dati, possa generare profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento ad alta risoluzione per diversi anni. La procedura è generale e può essere applicata in qualsiasi luogo. Alcuni database contenenti serie temporali di dati riguardanti variabili meteorologiche sono stati utilizzati a supporto della procedura di generazione. I profili sintetici riguardanti la radiazione solare sono stati generati grazie all'utilizzo di diversi modelli statistici e alcune correlazioni deterministiche. La radiazione solare è stata modellata attraverso una specifica variabile climatica: l'indice di chiarezza (o Clearness Index). In particolare, i valori mensili del Clearness Index sono trasformati in una distribuzione ordinata di valori giornalieri grazie alla correlazione di Bendt. Successivamente, la sequenza giornaliera stocastica del Clearness Index all'interno dei diversi mesi dell'anno è determinata attraverso un modello autoregressivo integrato a media mobile (ARIMA). Infine, i valori ad alta risoluzione (sub-orari) del Clearness Index sono generati utilizzando il modello di Markov. La velocità del vento è stata caratterizzata secondo opportuni modelli statistici. La procedura proposta per la generazione di serie temporali sintetiche di velocità del vento si basa sul presupposto che la velocità del vento comprenda componenti deterministiche e componenti stocastiche. La distribuzione statistica utilizzata per descrivere la velocità del vento è la distribuzione di Weibull. Grazie alla procedura proposta è possibile creare diversi anni di profili sintetici di velocità del vento con risoluzione oraria partendo dalle sole medie mensili. La metodologia è stata implementata in MATLAB e può essere utilizzata per fornire gli input necessari a qualsiasi software di simulazione di sistemi energetici. I modelli utilizzati per la generazione dei profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento sono stati validati con i dati osservati di due località specifiche, San Severino Marche (Macerata) e Saint-Denis (Aosta), entrambe situate in Italia. La metodologia proposta non è mirata ad una previsione esatta dei dati di radiazione solare e velocità del vento. L'obiettivo è quello di generare delle serie temporali realistiche che preservano le caratteristiche statistiche e il comportamento generale delle grandezze in esame. La procedura presenta alcune limitazioni e approssimazioni che riducono l'accuratezza dei risultati. La principale limitazione del modello per la radiazione solare è la necessità di disporre di una grande quantità di dati ad alta risoluzione al fine di creare le matrici di transizione di stato per il modello di Markov. In termini generali la qualità dei risultati è influenzata dalla quantità e dalla qualità dei dati di input. La seconda debolezza è dovuta all'uso della correlazione di Bendt per generare la distribuzione dei valori giornalieri. Questa correlazione è puramente deterministica e non tiene in considerazione nessuna possibile stocasticità dei dati. Sebbene questo passaggio deterministico sia seguito da diverse trasformazioni stocastiche (modello ARIMA e modello di Markov) esso ha comunque un impatto sui risultati finali. La metodologia generale potrebbe essere migliorata sostituendo la correlazione deterministica con un appropriato modello stocastico. Per quanto riguarda la procedura per la sintetizzazione della velocità del vento, la principale limitazione del modello proposto è l'ipotesi fatta circa il valore di alcuni parametri caratteristici. All'interno delle equazioni del modello descrivente la velocità del vento sono infatti presenti tre parametri (i_d , h_p , a) che rappresentano le peculiarità della velocità del vento nella località d'interesse. Per tali parametri è stato assunto un valore standard ampiamente utilizzato e proposto nella letteratura scientifica. Il modello potrebbe essere migliorato introducendo degli opportuni algoritmi che, avendo a disposizione un'elevata quantità di dati relativi alla località d'interesse, vadano ad ottimizzare il valore di suddetti parametri.

La seconda parte del presente lavoro di tesi si concentra sulle analisi dinamiche elettromeccaniche dei sistemi off-grid. Lo scopo è quello di introdurre un primo passo per lo sviluppo e l'implementazione di un nuovo approccio per la verifica del dimensionamento dei sistemi off-grid. Le analisi dei transitori elettromeccanici consentono di ottenere informazioni che tipicamente non vengono considerate dalle classiche procedure per il dimensionamento. Grazie ai dati relativi al progetto Energy4Growing, il nuovo approccio proposto è stato applicato al fine di validare il dimensionamento di una nuova ipotetica microgrid ibrida per la scuola secondaria di Ngarenanyuki in Tanzania. Il software DIgSILENT PowerFactory è stato utilizzato per la modellazione della microgrid e per le simulazioni dinamiche dei transitori di funzionamento. La procedura per la generazione di serie sintetiche sviluppata nella prima parte della tesi è stata utilizzata al fine di creare gli input necessari per le simulazioni e il dimensionamento preliminare della rete (ottenuto grazie ad un tool esterno). I modelli dinamici descrittivi i diversi elementi della microgrid studiata sono stati presi dalla libreria del software utilizzato per le simulazioni. Le simulazioni eseguite hanno riguardato due diverse modalità di funzionamento del sistema. Particolare attenzione è stata posta al funzionamento della batteria per l'accumulo di energia presente nella microgrid. In particolare, sono state performato diverse simulazioni in cui l'obiettivo è stato analizzare la risposta del sistema, in termini di andamento nel tempo delle principali grandezze coinvolte, nel caso in cui la batteria svolga il solo compito di assorbimento/erogazione di potenza al fine di rispettare il bilancio dei flussi energetici circolanti nel sistema (ruolo di Energy Management System), piuttosto che nel caso in cui la batteria svolga anche un servizio di regolazione della frequenza elettrica della rete. I risultati hanno mostrato come un sistema dimensionato solamente dal punto di vista tecnico-economico (energetico) possa risultare poco robusto e poco affidabile dal punto di vista elettrico. Inoltre, si è riscontrato che il servizio di regolazione della frequenza potenzialmente fornito dalla batteria porta ad un netto miglioramento della stabilità del sistema. Ovviamente al fine di prevedere tale servizio è necessario disporre di un'apposita capacità (o potenza) di riserva, capacità che non viene considerata dalle procedure classiche per il dimensionamento dei sistemi off-grid. L'integrazione di aspetti energetici ed elettrici permette di avere una maggiore coscienza e sensibilità rispetto alla reale risposta al funzionamento da parte di un generico sistema di energia. L'approccio descritto nella seconda parte della presente tesi è stato proposto nell'ottica di essere un primo step verso lo sviluppo e l'implementazione di una nuova procedura ibrida per il dimensionamento e l'ottimizzazione dei sistemi off-grid. Ovvero, l'obiettivo del lavoro è definibile nell'analisi del dimensionamento energetico di una microgrid e nella sua correzione al fine di tenere in considerazione la necessità di regolare (stabilizzare) le fluttuazioni di frequenza (potenza).

8.2 Sviluppi futuri

Futuri sviluppi del presente lavoro potrebbero essere, in riferimento alla metodologia per la generazione dei profili sintetici di radiazione solare e velocità del vento, lo studio e l'implementazione di un opportuno modello stocastico in sostituzione alla correlazione deterministica proposta da Bendt e l'introduzione di processo di ottimizzazione per il valore dei parametri presenti nelle equazioni descrittive il modello della velocità del vento (i_d , h_p , a).

Riguardo alle analisi dei transitori elettromeccanici, un possibile sviluppo sarebbe quello di sviluppare dei modelli dinamici ad hoc per i diversi componenti della microgrid. Così facendo si otterrebbero dei modelli tali da poter essere personalizzati in riferimento alle particolari esigenze di un eventuale caso studio diverso da quello presentato. Inoltre, l'analisi dei transitori della microgrid in presenza di possibili guasti potrebbe far emergere delle esigenze che altrimenti resterebbero trascurate.

Lista delle figure

Figura 1.1: Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (OSS) promossi dall'Organizzazione delle Nazioni Unite [3]	1
Figura 1.2: Accesso all'elettricità nei paesi emergenti, 2016	2
Figura 1.3: Rapporto tra consumo energetico e popolazione a livello mondiale [5].....	3
Figura 1.4: Crescita del TPES (Total Primary Energy Supply) a livello mondiale dal 1971 al 2015 per regione (Mtoe) [7]	4
Figura 1.5: Indice di sviluppo umano (HDI) e consumo di elettricità pro-capite. Dimensione della bolla: proporzionale alla popolazione. Colore: percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mix energetico	4
Figura 1.6: Panoramica delle isole minori in Italia	5
Figura 1.7: Schema generale di una microgrid.....	7
Figura 1.8: Mappa globale dei progressi rispetto allo sviluppo di sistemi off-grid basati su FER [11]	9
Figura 1.9: Radiazione solare globale incidente sul piano orizzontale a livello mondiale [12]	9
Figura 1.10: Velocità media del vento alla quota di 100 m s.l.m. a livello mondiale [13] .	10
Figura 1.11: Stima del contributo di energia aggiuntivo necessario al raggiungimento dell'accesso all'elettricità universale entro il 2030 per regione e per tipologia di generazione [14]	11
Figura 2.1: Schema concettuale di un classico processo di pianificazione energetica per un sistema off-grid.....	17
Figura 2.2: Relazione tra simulazioni, ottimizzazione e analisi di sensitività all'interno del tool HOMER	19
Figura 2.3: Diagramma a blocchi di DER-CAM.....	20
Figura 2.4: Schema a blocchi della configurazione adottata in Hybrid2	21
Figura 2.5: Struttura del pacchetto software Poli.NRG.....	23
Figura 3.1: Crescita della potenza installata di fotovoltaico a livello mondiale [27].....	27
Figura 3.2: Distribuzione del K_{Td} al variare del KT secondo la correlazione di Bendt [28]31	
Figura 3.3: Crescita della potenza eolica installata a livello mondiale [27].....	35
Figura 3.4: Curve della distribuzione di Weibull per diversi valori del fattore di forma (k) e di scala (c).....	37
Figura 3.5: Capacità di stoccaggio elettrochimico a livello globale, 1996-2016 [55]	40
Figura 3.6: Caratteristiche di diversi sistemi BESS, costi riferiti all'anno 2015 [57] [58] .	41
Figura 3.7: Possibile circuito elettrico equivalente di una batteria.....	44
Figura 4.1: Profili sintetici come input per le procedure di dimensionamento energetico..	47
Figura 4.2: Distribuzione del K_{Td} all'interno dei vari mesi dell'anno ottenuta tramite la correlazione di Bendt per la località di San Severino Marche	49
Figura 4.3: Confronto tra il profilo sintetico di radiazione solare giornaliera (arancione) e i dati presenti nel database SoDa (blu) per la località di San Severino Marche	50
Figura 4.4: Località d'interesse e altre quattro possibili località per ottenere i dati necessari a costruire le MTM (ϕ =latitudine, λ =longitudine)	51
Figura 4.5: Mappa mondiale delle aree climatiche proposta da Köppen-Geiger	51
Figura 4.6: Significato delle lettere nella classificazione di Köppen-Geiger	52

Figura 4.7: Esempio di matrici di Markov del secondo ordine per i diversi tipi di giorno .	53
Figura 4.8: Immagini 2D e 3D del profilo sintetico di radiazione solare alla risoluzione del quarto d'ora per la località di San Severino Marche.....	55
Figura 4.9: Confronto fra dati osservati e modello di Bendt per la località di San Severino Marche.....	56
Figura 4.10: RSME e MAPE tra modello di Bendt e dati osservati per la località di San Severino Marche	57
Figura 4.11: Funzioni ACF e PACF e indicatori statistici per la località di San Severino Marche: confronto fra dati sintetici (arancione) e osservati (blu).....	58
Figura 4.12: Irraggiamento medio mensile per la località di San Severino Marche: confronto fra dati sintetici (arancione) e misurati (blu)	59
Figura 4.13: Velocità del vento nella località di Saint-Denis: curve della distribuzione di Weibull per i diversi mesi dell'anno ottenute tramite la stima dei parametri k e c con il metodo empirico.....	63
Figura 4.14: Immagini 2D e 3D del profilo sintetico di velocità del vento con risoluzione oraria per la località di Saint-Denis.....	63
Figura 4.15: Andamento della funzione $C_b(\lambda, \beta)$ [73].....	64
Figura 4.16: Differenza tra la potenza teorica estraibile dalla velocità del vento e quella realmente ottenibile tramite una turbina eolica	65
Figura 4.17: Confronto grafico e numerico tra i dati sintetici (giallo) e i dati osservati (blu) per la località di Saint-Denis	66
Figura 5.1: Intervalli di tempo caratteristici per fenomeni di diversa natura.....	67
Figura 5.2: Panoramica di una possibile procedura ibrida per il dimensionamento robusto dei sistemi di energia (in particolare quelli off-grid), le cornici rosse a rappresentare le tematiche trattate nella presente tesi.....	68
Figura 5.3: Panoramica delle funzioni di DIgSILENT PowerFactory.....	69
Figura 5.4: Logica gerarchica di modellazione in DIgSILENT PowerFactory	71
Figura 5.5: Schema di un impianto idroelettrico per la produzione di energia elettrica.....	72
Figura 5.6: Esempio di composite frame per un sistema di generazione idroelettrico (DIgSILENT PowerFactory).....	72
Figura 6.1: Accesso all'elettricità in Tanzania [77].....	75
Figura 6.2: Localizzazione della scuola secondaria di Ngarenanyuki in Tanzania	76
Figura 6.3: (a) AC microgrid; (b) DC microgrid	78
Figura 6.4: Profili sintetici di velocità del vento per la località di Ngarenanyuki	79
Figura 6.5: Radiazione solare a Ngarenanyuki: profilo sintetico e dati provenienti dal database SoDa	80
Figura 6.6: Profili della giornata in cui si è verificato il massimo carico residuo	81
Figura 6.7: Profili della giornata in cui è stata massima la produzione da fotovoltaico	81
Figura 6.8: Profili della giornata in cui è stata massima la produzione eolica.....	81
Figura 6.9: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione da fotovoltaico.....	82
Figura 6.10: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione eolica	82
Figura 6.11: Profili della giornata in cui è stata minima la produzione di PV+Wind.....	82
Figura 6.12: Rappresentazione grafica della microgrid in ambiente DIgSILENT PowerFactory	84
Figura 6.13: Composite frame della turbina idroelettrica	85
Figura 6.14: Sistema di riferimento trifase abc [83]	86
Figura 6.15: Confronto tra il sistema di riferimento d-q e quello trifase [83].....	86
Figura 6.16: Modello di generatore sincrono nel dominio di Park	87

Figura 6.17: Composite frame del sistema fotovoltaico.....	88
Figura 6.18: Sistema fotovoltaico.....	89
Figura 6.19: Schema circuitale del modello di generatore statico con sorgente di corrente	91
Figura 6.20: Schema di un aerogeneratore con generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG)	92
Figura 6.21: Composite frame per un aerogeneratore di tipo DFIG	92
Figura 6.22: Circuito equivalente per un DFIG.....	93
Figura 6.23: Composite frame per il BESS	94
Figura 6.24: Composite frame del solo blocco Battery Model	95
Figura 6.25: Schema circuitale della batteria in DIgSILENT PowerFactory.....	95
Figura 6.26: Modello generale di carico in DIgSILENT PowerFactory	96
Figura 6.27: Rappresentazione della combinazione di carico statico e dinamico utilizzabile per le simulazioni RMS	97
Figura 6.28: Modello utilizzato per descrivere il comportamento dinamico di un carico lineare	97
Figura 6.29: Modello utilizzato per descrivere il comportamento dinamico di un carico non lineare	98
Figura 7.1: Curva di potenza di una turbina Gaia Wind 133 – 11 kW.....	101
Figura 7.2: Grafico del modello della velocità del vento (in rosso l'andamento della velocità media)	102
Figura 7.3: Dettaglio di come è stato modellato il funzionamento della batteria nelle simulazioni dinamiche.....	104
Figura 7.4: Esempio di schedulazione della potenza di batteria (per il bilancio energetico) da parte di un ipotetico Energy Management System	105
Figura 7.5: Esempio dell'andamento nel tempo della frequenza della rete durante il transitorio iniziale e durante la simulazione	106
Figura 7.6: Dettaglio del transitorio iniziale necessario per stabilizzare il sistema	107
Figura 7.7: Esempio di logica con la quale le simulazioni dinamiche possono correggere il dimensionamento energetico	108
Figura 7.8: Profili degli input utilizzati per la simulazione 1	109
Figura 7.9: Frequenza della rete nel caso (1).....	110
Figura 7.10: Frequenza della rete nel caso (2).....	110
Figura 7.11: Confronto fra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2).....	110
Figura 7.12: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2).....	111
Figura 7.13: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2).....	111
Figura 7.14: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2).....	111
Figura 7.15: Confronto tra la tensione del Bus AC nel caso (1) e nel caso (2).....	112
Figura 7.16: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria	113
Figura 7.17: Legge di controllo della batteria: in blu la legge teorica e in viola la distribuzione dei risultati derivanti dalla simulazione in DIgSILENT PowerFactory	114
Figura 7.18: Profili degli input utilizzati per la simulazione 2.....	115
Figura 7.19: Frequenza della rete nel caso (1).....	116
Figura 7.20: Frequenza della rete nel caso (2).....	116
Figura 7.21: Confronto tra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2).....	116

Figura 7.22: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2)	117
Figura 7.23: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2)	117
Figura 7.24: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2).....	117
Figura 7.25: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria.....	118
Figura 7.26: Legge di controllo della batteria derivante dai risultati della simulazione ...	118
Figura 7.27: Profili degli input utilizzati per la simulazione 3.....	119
Figura 7.28: Frequenza della rete nel caso (1)	120
Figura 7.29: Frequenza della rete nel caso (2)	120
Figura 7.30: Confronto tra la frequenza di rete nel caso (1) e nel caso (2).....	120
Figura 7.31: Confronto tra la risposta del governor della turbina idroelettrica nel caso (1) e nel caso (2)	121
Figura 7.32: Confronto tra la potenza utilizzata dalla batteria per la regolazione nel caso (1) e nel caso (2)	121
Figura 7.33: Confronto tra il SOC della batteria nel caso (1) e nel caso (2).....	121
Figura 7.34: Frequenza della rete nel caso (1) e banda morta della legge di controllo della batteria.....	122
Figura 7.35: Legge di controllo della batteria derivante dai risultati della simulazione ...	122
Figura 7.36: Modifiche da apportare al dimensionamento energetico (suggerite dall'analisi dinamica) al fine di tenere in considerazione la possibilità di regolare la frequenza tramite la batteria.....	124

Lista delle tabelle

Tabella 4.1: Declinazioni medie suggerite (in gradi) per i diversi mesi dell'anno [62]	48
Tabella 4.2: Stati discreti assumibili dalla variabile continua KT , 15-min'	52
Tabella 4.3: Classificazione dei diversi tipi di giorno per la costruzione delle MTM	52
Tabella 4.4: Confronto numerico tra i dati sintetici e i dati osservati per località di Saint-Denis	66
Tabella 6.1: Dimensionamento energetico ottimale per una PV+Wind microgrid ottenuto tramite il tool sviluppato in CESI [80]	80

Acronimi

NAE	National Academy of Engineering
OSS	Obiettivi di Sviluppo Sostenibile
IEA	International Energy Agency
HDI	Human Development Index
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
ARMA	Auto Regressive Moving Average
ARIMA	Auto Regressive Integrated Moving Average
ACF	Auto Correlation Function
PACF	Partial Auto Correlation Function
BESS	Battery Energy Storage System
CGP	Capacity Generation Planning
LLP	Loss of Load Probability
NPC	Net Present Cost
LCoE	Levelized Cost of Energy
LPM	Linear Programming Model
MILP	Multi Input Linear Programming
DG	Distributed Generation
NREL	National Renewable Energy Lab
E4G	Energy4Growing
PV	Photovoltaic
CSP	Concentrating Solar Power
AM	Air Mass
TMY	Typical Meteorological Years
SOC	State Of Charge
SOH	State Of Health

SOR	State Of Resistance
OCV	Open Circuit Voltage
DOD	Depth Of Discharge
EMT	Electromagnetic Transients
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
DSL	Dynamic Simulation Language
CESI	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
AVR	Automatic Voltage Regulator
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
MTM	Markov Transition Matrix
PDF	Probability Density Function
CDF	Cumulative Distribution Function
RSME	Root Square Mean Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
DC	Direct Current
AC	Alternating Current
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator

Bibliografia

- [1] International Energy Agency (IEA), *Energy Access Outlook*, 2017.
- [2] National Academy of Engineering (NAE), «National Academy of Engineering,» [Online]. Available: <https://www.nae.edu/>.
- [3] United Nations, *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*, 2015.
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Tracking SDG7: THE ENERGY PROGRESS REPORT*, 2018.
- [5] «IEA - International Energy Agency,» [Online]. Available: <http://www.iea.org/>.
- [6] IEA - International Energy Agency, «CO2 emissions from fuel combustion - Highlights 2017,» 2017.
- [7] IEA - International Energy Agency, «Key world energy statistics,» 2017.
- [8] ARERA, «Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/index.htm>.
- [9] M. Merlo, «Reti isolate, microgrid: contesti evoluti e paesi in via di Sviluppo».
- [10] IEA - International Energy Agency, «World Energy Outlook,» 2014.
- [11] Gommyr Power Networks, «Global renewable microgrid deployment growth in 2015 set to continue in 2016,» [Online]. Available: <http://gommyr.com/index.html>.
- [12] «GLOBAL SOLAR ATLAS,» [Online]. Available: <http://globalsolaratlas.info/>.
- [13] «GLOBAL WIND ATLAS,» [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/>.
- [14] Microgrid Investment Accelerator, «Microgrid Market Analysis & Investment Opportunities».
- [15] S. Mandelli, *Strategies for access to energy in developing countries: methods and models for off-grid power systems design*, 2015.
- [16] C. Brivio, M. Moncecchi, S. Mandelli e M. Merlo, «A novel software package for the robust design of off-grid power systems,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 166, pp. 668-679, 2017.
- [17] T. Khatib, I. A. Ibrahim e A. Mohamed, «A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system,» *Energy Conversion and*

- Management*, vol. 120, pp. 430-448, 2016.
- [18] R. Siddaiah e R. P. Saini, «A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 376-396, 2016.
- [19] HOMER ENERGY, «HOMER - Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources,» [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/>.
- [20] «Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM),» [Online]. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>.
- [21] U. o. Zaragoza, «iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms),» [Online]. Available: <https://ihoga.unizar.es/en/>.
- [22] University of Massachusetts, «Hybrid2,» [Online]. Available: <http://www.umass.edu/windenergy/research/topics/tools/software/hybrid2>.
- [23] TRNSYS, «TRNSYS - Transient System Simulation Tool,» [Online]. Available: <http://www.trnsys.com/>.
- [24] L. Parshall, D. Pillai, S. Mohan, A. Sanoh e V. Modi, «National electricity planning in settings with low pre-existing grid coverage: Development of a spatial model and case study of Kenya,» *Energy Policy*, vol. 37, pp. 2395-2410, 2009.
- [25] Politecnico di Milano, «Energy4Growing,» 2014. [Online]. Available: <https://www.facebook.com/energy4growing2014/>.
- [26] NREL - National Renewable Energy Lab, «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,» 2017.
- [27] REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, «RENEWABLES 2017 - GLOBAL STATUS REPORT,» 2017.
- [28] P. Bendt, M. Collares-Pereira e A. Rabl, «The frequency distribution of daily insolation values,» *Solar Energy*, vol. 27, pp. 1-5, 1981.
- [29] M. E. Herzog, *Estimation of hourly and monthly average daily insolation on tilted surfaces*, 1985.
- [30] W. E. K. Middleton, «Bouguer, Lambert, and the Theory of Horizontal Visibility,» *The University of Chicago Press Journals*, vol. 51, pp. 145-149, 1960.
- [31] K. G. T. Hollands e R. G. Huget, «A probability density function for the clearness index, with applications,» *Solar Energy*, vol. 30, pp. 195-209, 1983.
- [32] S. H. Abdulla, W. A. Beckman e S. A. Klein, «A New Correlation for the Prediction of the Frequency Distribution of Daily Solar Radiation».
- [33] J. M. Santos, J. M. Pinazo e J. Cañada, «Methodology for generating daily clearness index values starting from monthly average daily value. Determining the daily sequence using

- stochastic models,» *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1523-1544, 2003.
- [34] S. Ferrari, L. M., V. Piuri, L. Cristaldi e M. Faifer, «Statistical models approach for solar radiation prediction,» 2013.
- [35] J. Boland, «TIME-SERIES ANALYSIS OF CLIMATIC VARIABLE,» *Solar Energy*, vol. 55, pp. 377-388, 1995.
- [36] B. O. Ngoko, H. Sugihara e T. Funaki, «Synthetic generation of high temporal resolution solar radiation,» *Solar Energy*, vol. 103, pp. 160-170, 2014.
- [37] V. Chamola e B. Sikdar, *Synthetic Generation of Hourly Solar Irradiance Using a Multi-State Markov Model*.
- [38] J. Ramachandran e N. M. Pearsall, «Synthetic generation of solar radiation data for different locations in the UK,» *International Journal of Ambient Energy*, vol. 25, pp. 33-38.
- [39] Wind Europe, [Online]. Available: <https://windeurope.org/>.
- [40] B. Ernst, B. Oakleaf, M. L. Ahlstrom, M. Lange, C. Moehrlen, B. Lange, U. Focken e K. Rohrig, «Predicting the Wind,» *IEEE power & energy magazine*, 2007.
- [41] G. Tina e S. Gagliano, «Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system,» *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH*, vol. 35, pp. 221-232, 2011.
- [42] H. Aksoy, Z. F. Toprak, A. Aytek e N. E. Unal, «Stochastic generation of hourly mean wind speed data,» *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 2111-2131, 2004.
- [43] C. Carrillo, J. Cidrás, E. Díaz-Dorado e A. F. Obando-Montaño, «An Approach to Determine the Weibull Parameters for Wind Energy Analysis: The Case of Galicia (Spain),» *energies*, vol. 7, pp. 2676-2700, 2014.
- [44] A. Parajuli, «A Statistical Analysis of Wind Speed and Power Density Based on Weibull and Rayleigh Models of Jumla, Nepal,» *Energy and Power Engineering*, vol. 8, pp. 271-282, 2016.
- [45] IEC - International Electrotechnical Commission, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, 2005.
- [46] D. Kang, K. Ko e J. Huh, «Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea,» *energies*, vol. 11, 2018.
- [47] A. Naimo, «A novel approach to generate synthetic wind data,» *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, vol. 108, pp. 187-196, 2014.
- [48] J. Chen e C. Rabiti, «Synthetic wind speed scenarios generation for probabilistic analysis of hybrid energy systems,» *Energy*, vol. 120, pp. 507-517, 2016.
- [49] A. Shamshad, M. A. Bawadi, W. M. A. Wan Hussin, T. A. Majid e S. A. M. Sanusi, «First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series,»

- Energy*, vol. 30, pp. 693-708, 2005.
- [50] F. O. Hocaoglu, O. N. Gerek e M. Kurban, «The Effect of Markov Chain State Size for Synthetic Wind Speed Generation,» 2008.
- [51] T. Pesch, S. Schröders, H. J. Allelein e J. F. Hake, «A new Markov-chain-related statistical approach for modelling synthetic wind power time series,» *New Journal of Physics*, vol. 17, 2015.
- [52] S. Avdakovic, A. Lukac, A. Nuhanovic e M. Music, «Wind Speed Data Analysis using Wavelet Transform,» in *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2011.
- [53] M. Bayazit e H. Aksoy, «Using wavelets for data generation,» *Journal of Applied Statistics*, vol. 28, pp. 157-166, 2010.
- [54] Energy Storage Association, «Energy Storage Facts & Figures,» [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/facts-figures>.
- [55] IRENA - International Renewable Energy Agency, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,» 2017.
- [56] M. Winter e R. J. Brodd, «What are batteries, fuel cells, and supercapacitors?,» *Chemical Reviews*, pp. 4245-4269, 2004.
- [57] X. Luo, J. Wang, M. Dooner e J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, n. 137, pp. 511-536, 2015.
- [58] J. Warner, *The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design*, 2015.
- [59] G. T. Klise e J. S. Stein, *Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems*, 2009.
- [60] M. Moncecchi, C. Brivio, S. Corigliano, A. Cortazzi e M. Merlo, *Battery modeling for microgrid design: a comparison between lithium-ion and lead acid technologies*.
- [61] «Solar Energy Services for Professionals,» [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/>.
- [62] J. A. Duffie e W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons, 1991.
- [63] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals e A. Zelenka, «Making full use of the clearness index for parameterizing hourly insolation,» *Solar Energy*, vol. 45, pp. 111-114, 1990.
- [64] F. a. Y. A. T. Kasten, «Revised optical air mass tables and approximation formula,» *Applied Optics*, vol. 28, pp. 4735-4738, 1989.
- [65] Köppen-Geiger, «WORLD MAP OF THE KÖPPEN-GEIGER CLIMATE CLASSIFICATION UPDATED,» [Online]. Available: <http://koeppen-geiger.vu-wien.ac.at/present.htm>. [Consultato il giorno 28 Agosto 2017].

- [66] NASA - National Aeronautics and Space Administration, «Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA),» [Online]. Available: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>.
- [67] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe e E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, II a cura di, John Wiley & Sons, 2011.
- [68] R. Carapellucci e L. Giordano, «A methodology for the synthetic generation of hourly wind speed time series based on some known aggregate input data,» *Applied Energy*, vol. 101, pp. 541-550, 2012.
- [69] HOMER ENERGY, «Generating Synthetic Wind Data,» [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/generating_synthetic_wind_data.html.
- [70] J. E. Ephraïm, J. Goudriaan e A. Marani, «Modelling diurnal patterns of air temperature, radiation wind speed and relative humidity by equations from daily characteristics,» *Agricultural Systems*, vol. 51, pp. 377-393, 1996.
- [71] I. Usta e Y. Kantar, «Analysis of some flexible families of distributions for estimation of wind speed distributions,» *Applied Energy*, vol. 89, pp. 355-367, 2012.
- [72] A. Betz, *Introduction to the Theory of Flow Machines*, Pergamon, 1966.
- [73] CESI, *REALIZZAZIONE E TEST DI UN MODELLO MATEMATICO DI AEROGENERATORE FINALIZZATO A STUDI DI INTERAZIONE CON LA RETE ELETTRICA*, 2003.
- [74] D. GmbH, «DIgSILENT - PowerFactory,» [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [75] DIgSILENT, «DIgSILENT Power System Software & Engineering,» [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>.
- [76] IEEE, «The world's largest technical professional organization for the advancement of technology,» [Online]. Available: <https://www.ieee.org/>.
- [77] World Bank Group, «The World Bank,» [Online]. Available: <http://www.worldbank.org/>.
- [78] P. Tsakhara, «Presentation on the Tanzanian solar PV-Hybrid workshop held in Berlin, Germany,» 2015.
- [79] CESI, «CESI - Shaping a Better Energy Future,» [Online]. Available: <https://www.cesi.it/Pages/default.aspx>.
- [80] F. Scazzosi, *Micro-grid effective design exploiting PV and wind sources*, 2018.
- [81] M. A. Ahmed, Y. Cheol Kang e Y.-C. Kim, «Communication Network Architectures for Smart-House with Renewable Energy Resources,» *energies*, pp. 8716-8735, 2015.
- [82] DIgSILENT, *Technical Reference Documentation: Synchronous Machine*, 2018.

- [83] S. Hobi, *Simulation of a Synchronous Machine Model*, 2018.
- [84] G. Superti Furga, *MODELLISTICA DEI SISTEMI ELETTROMECCANICI: CAPITOLO 6 - MACCHINA SINCRONA*, 2003.
- [85] DIgSILENT, *Template Documentation: Photovoltaic System Template*, 2018.
- [86] DIgSILENT, *Technical Reference Documentation: PV System*, 2018.
- [87] DIgSILENT, *Template Documentation: DFIG Template*, 2018.
- [88] DIgSILENT, *Technical Reference Documentation: Doubly-Fed Induction Machine*, 2018.
- [89] DIgSILENT, *Template Documentation: Battery Energy Storing System Template*, 2018.
- [90] DIgSILENT, *Technical Reference Documentation: General Load*, 2018.