Progetto InSITE: INtelligent energy management of Smartgrids based on IoT and edge/cloud Technologies

WP3 - LA3.3 Static and dynamic models of microgrids

IDENTIFICAZIONE IN TEMPO REALE DEI PARAMETRI DI MODELLI STATICI E DINAMICI DI BASSO ORDINE DI COMPONENTI PER MICRORETI & VALUTAZIONI DI SICUREZZA STATICA E DINAMICA E SVILUPPO DI OPPORTUNE AZIONI DI CONTROLLO PREVENTIVO PER SMARTGRID

Responsabile Scientifico Prof. Ing. Enrico De Tuglie

Finanziato a valere sul fondo di finanziamento della Ricerca di Sistema elettrico nazionale (Fondo RdS) Piano Triennale (PT) 2019-2021 – Bando b – progetto "InSITE - INtelligent energy management of Smartgrids based on IoT and edge/cloud Technologies", riferimento Prog. CSEAB_00320

RAPPORTO TECNICO

Contratto	Contratto di ricerca per il Progetto "INtelligent energy management of Smartgrids based on IoT and edge/cloud Technologies" [InSITE], ammesso al finanziamento con decreto del Ministero della Transizione Ecologica, 20 settembre 2021, pubblicato su G.U.R.I. n. 234 del 30 settembre 2021
Titolo	Identificazione in tempo reale dei parametri di modelli statici e dinamici di basso ordine di componenti per microreti & valutazioni di sicurezza statica e dinamica e sviluppo di opportune azioni di controllo preventivo per smartgrid
Title	Real time identification of low order static and dynamic model parametres in microgrids & static and dynamic security analyses and development of preventive control actions in smartgrids.
Progetto	"INtelligent energy management of Smartgrids based on IoT and edge/cloud Technologies" [InSITE]
WP	WP3
Linea di Attività	LA3.3 Static and dynamic models of microgrids
Keywords	Static Security Assessment, Dynamic Security Assessment, Static and dynamic model parameter identification, Preventive control actions, Clustering techniques, Minimum Volume Ellipsoid
N. Pagine	169
Emesso il	Dicembre 2023
Gruppo di Lavoro	Giulia Amato, Rinaldo Consoletti, De Tuglie Enrico, Maria Dicorato, Anna Introna, Angelo Martella, Vito Monopoli, David Naso, Annarita Passarelli
Elaborato da	Giulia Amato
Approvato da	Enrico De Tuglie

Sommario

INTRODUZIONE

L'aumento della domanda di energia elettrica e la maggiore penetrazione dei sistemi di generazione distribuita, specialmente gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, porta la rete a lavorare in condizioni operative pericolose per la sua stabilità e sicurezza. Questo è dovuto al fatto che le linee vengono maggiormente caricate dovendo permettere il passaggio di maggiore potenza, i generatori vengono spinti a lavorare vicino ai loro limiti di capability e, al contrario dei classici generatori alimentati da fonti fossili e dotati di masse rotanti, impianti come l'eolico o il fotovoltaico, già di per sé non programmabili e quindi insicuri, sono interfacciati con la rete tramite inverter, dispositivi di elettronica di potenza che sono privi di capacità regolante e di qualsivoglia inerzia da fornire alla rete. Accade così che un piccolo disturbo sulla rete (distacco/attacco di un carico o di un'unità generatrice, manovre programmate o accidentali, eventi atmosferici, guasti) non essendo compensato dall'inerzia di un rotore, può portare il sistema a discostarsi dalle condizioni predefinite e arrivare in un punto di funzionamento instabile con grandi escursioni di frequenza e di tensione, compromettendo la sicurezza e innescando così un blackout.
Per evitare queste situazioni pericolose, derivate dalla riduzione dei margini di sicurezza delle reti, nei centri di controllo della rete è indispensabile dotarsi di uno strumento in grado di monitorare lo stato della rete e del carico, valutare rapidamente e in modo affidabile la sicurezza dei sistemi, eseguire azioni di controllo preventive (criteri di sicurezza) o correttive (piani di difesa) in grado di riportare il funzionamento ad una condizione maggiormente sicura e redistribuire i flussi di potenza al suo interno.
In questo documento tecnico, si introduce un metodo di valutazione della sicurezza statica e dinamica di una Smart MicroGrid, testandolo sulla rete del Laboratorio PrInCE del Politecnico di Bari opportunamente modellata in entrambi i casi.

CAPITOLO 1. DEFINIZIONI GENERALI RELIABILITY

Il funzionamento corretto di un sistema elettrico in condizioni di "sicurezza" è espresso dal concetto di affidabilità, una definizione più ampia di sicurezza. In Europa, la gestione dell'affidabilità di rete si è fondata sul cosiddetto criterio di sicurezza N-1 secondo il quale, in caso di malfunzionamento di un solo elemento importante di rete, i restanti elementi in funzione debbano essere in grado di adattarsi alle nuove condizioni operative senza infrangere i limiti di sicurezza operativa della rete. Ovviamente, essendo una Smart MicroGrid immaginabile come un Power System concentrato in uno spazio ristretto, le definizioni e i criteri studiati possono essere adattati ad entrambi i casi. Per capire cosa s'intende effettivamente per funzionamento sicuro del sistema, sono riportate di seguito le principali definizioni.

1.1 RELIABILITY

La reliability, o affidabilità di un sistema elettrico, è definita dal NERC (North American Electric Reliability Corporation) come il grado con cui gli elementi di un sistema elettrico agiscono per fornire energia ai consumatori nell'ambito di norme accettate e nella quantità desiderata. Il grado di affidabilità può essere misurato tramite due aspetti fondamentali: adequacy e security [1].

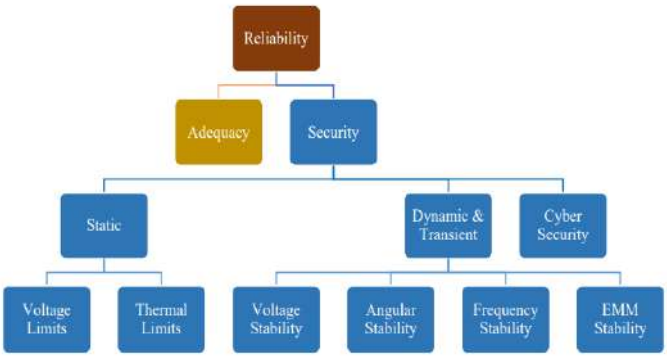


Figura 1. Categorie di valutazione della sicurezza del Power system [1]

Si definisce adequacy (adeguatezza) la capacità del sistema di fornire energia elettrica ai consumatori nella quantità richiesta tenendo conto delle interruzioni programmate (ad esempio per manutenzione) o non programmate, ma comunque attendibili, del servizio.
La security (sicurezza) è invece un concetto più ampio definito come l'abilità del sistema di resistere ai disturbi improvvisi, per esempio cortocircuiti o perdite impreviste di componenti del sistema. Per essere definito sicuro, un sistema deve avere un margine di sicurezza sufficiente e avere l'abilità di tornare stabile dopo una contingenza [2].
La valutazione della sicurezza statica (Static Security Assessment – SSA) è definita come la capacità del sistema di resistere a tutte le contingenze possibili rimanendo all'interno dei limiti di esercizio dopo il disturbo raggiungendo un nuovo stato stazionario.
Per valutare i cambiamenti del sistema occorre considerare lo stato transitorio dalla condizione iniziale pre-disturbo a quella finale (stazionaria e accettabile) post-disturbo tramite l'analisi della sicurezza dinamica (Dynamic Security Assessment – DSA). Mentre il problema della valutazione della sicurezza

statica del sistema comporta la risoluzione di un set di equazioni algebriche non lineari risolvibili con il metodo di Newton-Raphson o Load Flow disaccoppiati, la DSA comporta la risoluzione di un set di equazioni differenziali che può essere risolto usando algoritmi che sfruttino ad esempio metodi di integrazione numerica (Runge-Kutta, metodo di Eulero, ecc) o metodi diretti come quello di Lyapunov [3]. All'interno del concetto di sicurezza si inserisce quello di stability (stabilità): un sistema può essere stabile dopo un disturbo, ma non soddisfare i criteri di sicurezza come sovratensioni alle sbarre o violazione dei limiti termici di linee/trasformatori. La sicurezza e la stabilità sono stati variabili nel tempo perché dipendono dalle condizioni di funzionamento del sistema di alimentazione.

1.2 STABILITY

La stabilità di un sistema elettrico viene definita come la sua capacità di tornare, a partire da una condizione operativa iniziale e a seguito di una perturbazione, ad un punto di equilibrio nel quale i limiti della maggior parte delle variabili del sistema non sono violati. [4]
Si suddivide quindi in stabilità di angoli di rotore, stabilità di frequenza e stabilità di tensione.

- La stabilità di angoli di rotore è la capacità delle macchine interconnesse all'interno di un sistema di mantenere il sincronismo dopo esser state soggette a perturbazione.
- La stabilità di frequenza è l'abilità del sistema di conservare la frequenza allo stato stazionario mentre un disturbo sbilancia generazione e carico.
- La stabilità di tensione è la capacità del sistema di mantenere le tensioni a tutte le sbarre dopo un disturbo. L'instabilità può verificarsi a seguito di una riduzione progressiva o un aumento di tensione di alcuni bus per via dell'incapacità del sistema di alimentazione di mantenere un corretto equilibrio di potenza reattiva in tutto il sistema.

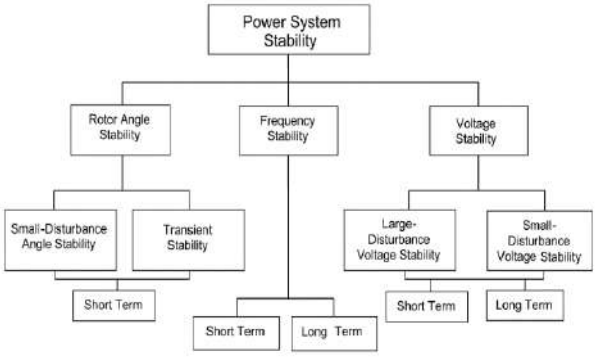


Figura 2. Classificazione della stabilità del Power System [4]

1.3 STATI OPERATIVI DEL SISTEMA

Definire le modalità di funzionamento della rete [5] serve ad avere un'idea di quello che sta accadendo nel sistema e di conseguenza poter prendere provvedimenti qualora si reputi necessario:

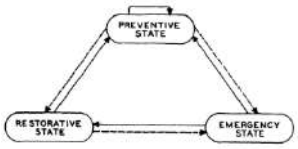


Figura 3. Strategie degli stati operativi [5]

- A valle di questo, si può introdurre uno stato di allerta in cui il carico è ancora totalmente alimentato, non ci sono violazioni dei vincoli, ma il sistema si trova in condizioni di sicurezza N-1 e analizzando il sistema, si nota che, qualora dovesse verificarsi un ulteriore disservizio, la situazione potrebbe precipitare. Si agisce allora tramite un controllo preventivo tale da riportare la rete dalla condizione di sicurezza N-1 a quella di sicurezza N: portando il sistema in un nuovo punto di funzionamento minimizzando il disagio e rinunciando all'aspetto economico del problema.
- Lo stato di emergenza si verifica quando alcuni vincoli sono violati: disservizio di componenti, mancata fornitura di energia ai carichi, tensioni oltre i limiti, riduzione della frequenza verso un valore oltre il quale i principali generatori si fermeranno perdendo il sincronismo. L'obiettivo del controllo correttivo nello stato di emergenza è quello di alleviare il disagio sul sistema riportando il funzionamento all'interno dei vincoli di sicurezza: si effettua quindi un ridispacciamento agendo sui generatori più veloci in modo da riportare il sistema prima allo stato di allerta (e rispettare quindi la sicurezza N-1) e poi allo stato normale (rispettando la sicurezza N). Qualora quest'azione non dovesse avere i risultati sperati, si procede con un controllo in emergenza in cui è necessario alleggerire la rete staccando parte del carico: si cerca quindi di ristabilire la sicurezza, rientrando nei vincoli e minimizzando il carico da staccare.
- Lo stato di ripristino è conseguente allo stato di emergenza in cui parte del carico è ormai disalimentato. Perciò l'obiettivo del controllo in questa fase è il ripristino della totale fornitura di energia interrotta in breve tempo adottando piani di difesa del sistema elettrico: la rete viene gradualmente riportata in funzione tramite dei percorsi dorsali di rialimentazione in cui sono presenti unità con capacità di load rejection e di black start.

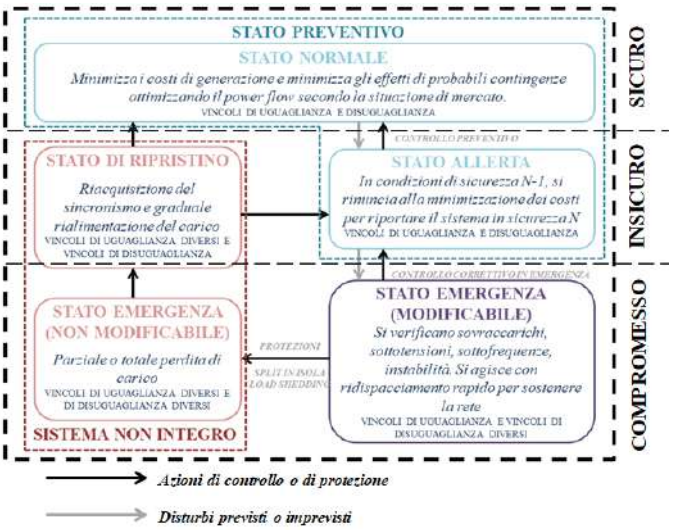


Figura 4. Diagramma di rappresentazione della teoria di Dy Liacco

CAPITOLO 2. STUDIO DELLA SICUREZZA STATICA. STATO DELL'ARTE

La complessità del problema sta nel fatto che le configurazioni del sistema più pericolose, cioè quelle che portano la rete a blackout di ampio raggio, sono uniche e diverse tra loro; perciò, non esiste un singolo algoritmo in grado risolvere la situazione in modo efficace per via del frequente cambiamento dell'assetto di rete durante l'esercizio. È quindi necessario adottare metodi di monitoraggio della sicurezza in tempo reale per analizzare il livello di sicurezza attuale e tracciare con precisione la regione di vulnerabilità di un sistema elettrico.
L'idea di base di un controllo preventivo è quella per la quale l'instabilità di tensione che si sviluppa a seguito di un disturbo non è veloce come può essere invece l'instabilità dinamica di un sistema di alimentazione. Quindi, nella fase lenta di sviluppo della condizione critica, si possono comunque verificare gli equilibri tra generazione e carico per un tempo tale da individuare stati potenzialmente pericolosi, monitorando la rete con sistemi SCADA e applicare azioni di controllo a seconda dei diversi stati operativi del sistema di alimentazione.
La valutazione della sicurezza dei sistemi di alimentazione può essere suddivisa a seconda degli approcci utilizzati come spiegato di seguito.

2.1 CRITERI DETERMINISTICI E PROBABILISTICI

I criteri deterministici si basano sull'identificazione di una condizione di funzionamento come sicura solo se può resistere agli effetti di ciascuna contingenza e all'eventualità di un insieme di contingenze prestabilite.
Ciò significa che la rete non violerà la richiesta di carico e i limiti di tensione rendendo il sistema instabile. Se una o più situazioni risultano violate, lo stato operativo verrà definito "stato di allarme" e verranno intraprese azioni atte a spostare il sistema in una regione sicura, se invece non c'è alcuna violazione, non sarà necessaria nessuna azione ma potranno essere attuate strategie per migliorare l'efficienza economica dell'energia fornita agli utenti.
Solitamente a questo scopo si utilizzano software in grado di svolgere un gran numero di simulazioni, definite selezionando un insieme di configurazioni di rete (come topologie di rete e le potenze in gioco), una gamma di condizioni operative, un elenco di possibili contingenze e criteri di valutazione delle prestazioni.
I passaggi base di un approccio deterministico comprendono [6]:

1) Considerando un intervallo di tempo (un anno o una stagione), si prelevano i dati dei flussi di potenza e delle condizioni di carico relative necessarie per lo studio.
2) Si seleziona un insieme di contingenze credibili per la quali la prestazione post-emergenza potrebbe essere significativamente influenzata dai parametri di studio. Normalmente si adotta la tecnica della sicurezza N-1, limitando le contingenze a quelle relative alla perdita di un singolo componente.
3) Si selezionano i parametri di studio e si identificano gli intervalli dei loro valori previsti per le condizioni operative nel periodo di interesse.
4) Si identificano gli eventi che per primi violano questi vincoli e si definiscono come contingenze limitanti. Se non ci sono violazioni, è rispettata la sicurezza di rete e lo studio è completo.

5) Si identifica l'insieme delle condizioni operative all'interno delle quali una contingenza limitante viola per prima i criteri di valutazione delle prestazioni. Questi punti di funzionamento definiscono una curva nello spazio (per due parametri di studio), una superficie (per tre parametri) o un iperpiano (per più parametri) che definiscono il confine di sicurezza.
6) Si raggruppano i risultati in una tabella in modo da renderli chiari e accessibili dall'operatore.

Poiché il comportamento dei sistemi di alimentazione è di tipo stocastico, nasce la possibilità di adottare in alternativa dei criteri probabilistici in cui la valutazione del rischio si fonda sulla probabilità che si verifichi una determinata contingenza e sull'impatto che tale evento ha sulla rete: si utilizzano quindi metodi come la distribuzione di Poisson e il metodo Monte Carlo nell'analisi di sicurezza. L'impatto della violazione della sicurezza sulla rete può essere considerato in termini di gravosità della violazione e perdita economica derivante dall'interruzione.
L'indice di rischio di una data condizione operativa è definito come il prodotto della probabilità che si verifichi sicuramente la violazione e la gravosità della violazione e quindi si stimano il numero di interruzioni, la durata e la gravosità di ciascuna interruzione.[7]

In questo caso i passaggi base di un approccio probabilistico sono [6]:
1) Considerando un intervallo di tempo (un anno o una stagione), si prelevano i dati dei flussi di potenza e delle condizioni di carico relative necessarie per lo studio.
2) Si seleziona il set di contingenze creato da un elenco degli stati piuttosto che da un numero limitato di contingenze. Il processo di elencazione deve essere regolato ad esempio da un minimo livello predeterminato di probabilità che si verifichi la contingenza.
3) Si selezionano i parametri di studio e si identificano gli intervalli dei loro valori previsti per le condizioni operative nel periodo di interesse.
4) Si valuta l'indice probabilistico in tutto l'intervallo di studio e si sceglie un livello di soglia oltre il quale l'operazione è ritenuta inaccettabile.
5) Si identificano le condizioni operative che hanno un indice pari alla soglia scelta. Questo insieme di condizioni rappresenteranno la curva (per due parametri), la superficie (per tre parametri) o l'iperpiano (per più di tre parametri) che separa i punti accettabili da quelli inaccettabili, ossia il confine di sicurezza.
6) Si intabellano i risultati in modo da renderli chiari e accessibili dall'operatore.

Al contrario dei metodi deterministici, quelli probabilistici non possono essere utilizzati nell'analisi di sicurezza real time in quanto non forniscono risultati certi in base ai quali poter prendere in considerazione dei provvedimenti, per quanto alta sia la probabilità che si verifichi quella determinata condizione. Questi metodi vengono più spesso utilizzati in simulazioni offline in modo da avere un quadro delle possibili soluzioni.
Entrambi i criteri appena descritti possono essere a loro volta suddivisi in [2] metodi numerici e approcci di apprendimento automatico.

2.2 METODI NUMERICI

In questi metodi si utilizzano i modelli matematici dei componenti e si risolve il set di equazioni differenziali che caratterizza l'analisi di Load Flow attraverso diverse tecniche.
Un primo metodo di risoluzione del problema è quello iterativo di Newton-Raphson in cui si linearizzano le equazioni rappresentative del sistema attorno ad un punto di lavoro per trovare una soluzione sempre più vicina a quella reale ad ogni passo d'iterazione. Essendo questa tecnica molto onerosa in termini di calcolo e di tempo, si può pensare [8] di dividere il carico di calcolo tra diversi computer che operano parallelamente risolvendo contingenze diverse verificabili nella rete, ma per poterlo fare in tempi rapidi si ha comunque bisogno di computer potenti in grado di velocizzare la risoluzione.
Nel corso degli anni sono state studiate delle tecniche di semplificazione per ridurre i tempi di calcolo: nel Decoupled Power Flow [9] si disaccoppiano le equazioni di potenza attiva e reattiva del Load Flow, considerando che una rete in AT è fortemente reattiva, nel Fast Decoupled Load Flow [10] l'inversione della matrice jacobiana (utilizzata nella risoluzione del problema tramite il metodo di Newton-Raphson) avviene solo alla prima iterazione, mentre nel DC Power Flow, la rete viene studiata come se fosse in corrente continua in modo da ridurre tutte le equazioni ad un'unica equazione lineare. Però, è evidente che maggiori semplificazioni si fanno nella rappresentazione matematica del problema, maggiore è lo scostamento della rappresentazione ottenuta dalla condizione reale della rete e inoltre la più robusta proprietà di convergenza del metodo di Newton-Raphson classico fa sì che sia attualmente ancora il più utilizzato per la risoluzione del Power Flow. L'analisi di contingenza viene quindi effettuata solitamente valutando i Line Outage Distribution Factors (LODFs) e i Generator Shift Factors (GSFs) e lo studio della sicurezza può quindi essere affrontato racchiudendo i limiti di funzionamento della rete all'interno di superfici multidimensionali in un iperspazio n-dimensionale. Dai punti di funzionamento ottenuti dall'analisi di Load Flow, è possibile separare i punti di funzionamento sicuri da quelli che non lo sono attraverso la rappresentazione dei vincoli del sistema dati dai limiti fisici della rete: flusso di potenza nelle linee, limiti termici dei dispositivi di rete e tensioni alle sbarre in modulo e fase.
In [11] si propone di esplorare la curva che definisce il vincolo tramite la tecnica di omotopia di Eulero: questo approccio predittivo-correttivo parte da un punto inziale, per determinare punti successivi trovando il vettore tangente a quella curva nel punto inziale e spostandosi poi di una quantità stabilita che è il parametro di controllo; una volta trovata la previsione del punto successivo, si applica la tecnica di Eulero e quindi si corregge il punto.

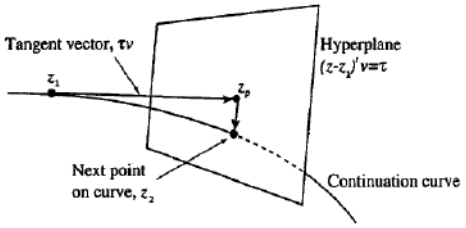


Figura 5. Processo di previsione-correzione [11]

La correzione prevede la sua sostituzione con il punto di intersezione della curva con un iperpiano passante per il punto previsto e ortogonale al vettore tangente precedentemente calcolato, come

mostrato in Figura 5. Una volta ricavati i parametri della curva (che possono rappresentare le potenze attive e reattive di una sbarra, le tensioni, ecc), si effettua un Continuation Load Flow in cui variando il carico si definisce il comportamento della rete sicuro o insicuro a seconda che il punto di funzionamento si trovi all'interno o all'esterno di questa curva limite. In Figura 6 è mostrato il risultato ottenuto nel piano P1-P2 per un sistema a tre sbarre.

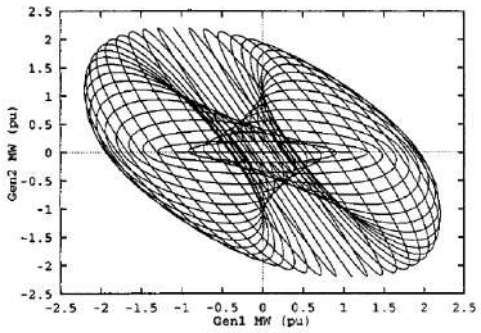


Figura 6. Curva dei vincoli ottenuti nel piano P1-P2 per un sistema a tre sbarre [11]

In [12] viene proposto un metodo di monitoraggio della sicurezza di un sistema di alimentazione tramite PMU disposti in una vasta area. La stretta interdipendenza delle principali linee di trasmissione richiede un approccio che tenga conto di questa interazione durante le condizioni operative del sistema e che valuti la sicurezza della rete rispetto ad una condizione di base. Nasce così il concetto di sicurezza su aree vaste che consideri i vincoli principali, compreso quello termico delle linee, la stabilità di tensione e la stabilità alle piccole perturbazioni. L'obiettivo è quindi quello di trovare superfici non lineari multidimensionali che separino le condizioni operative in sicurezza da quelle insicure, ampliando il concetto di nomogramma ad un sistema multidimensionale che coinvolga contemporaneamente tutti i vincoli del problema. Il confine della regione di sicurezza viene quindi ottenuto con un'approssimazione lineare a tratti degli iperpiani in uno spazio n-dimensionale sfruttando le misurazioni dei PMU sulla rete e determinando il numero minimo di iperpiani che descrivano la regione di sicurezza con una certa precisione.

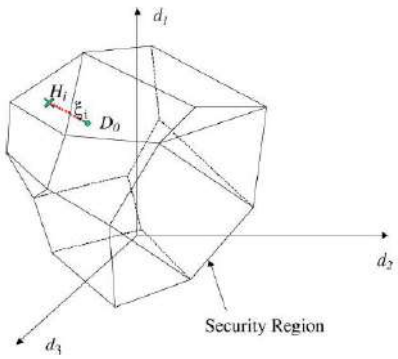


Figura 7. Approssimazione della regione di sicurezza (Do è il punto operativo di base, Hi è l'i-simo iperpiano, ξi è il vettore di stress) [12]

In Figura 7 è mostrato quindi il punto operativo Do, il rispettivo i-simo iperpiano Hi e il vettore di stress di rete ξi che indica lo sforzo affrontato dalla generazione e dal carico per arrivare a quel limite di sicurezza. I punti che definiscono i limiti della regione di sicurezza (Security Region Boundary – SRB) sono valutati stressando i parametri che descrivono la rete applicati al Load Flow e considerando il punto più vicino lungo quella direzione di stress tramite il criterio di Reliability del WECC (Western Electricity Coordinating Council) [13]. Questi punti possono corrispondere a vincoli di stabilità termica, di tensione o transitoria e vengono calcolati per un elenco di contingenze precedentemente fissate. Per costruire l'iperpiano, occorre esplorare questi punti della SRB e aumentare il numero di iperpiani usando un algoritmo efficace per poter approssimare l'intera regione di sicurezza. In un esempio bidimensionale, come in Figura 8, la SR (Security Region) è ricavata dall'intersezione interna di due vincoli (ψ1 e ψ2). Il sistema viene stressato a partire dalla condizione operativa Do in due direzioni diverse per ottenere i punti $\overline{D}_1$ e $\overline{D}_2$ dell'SRB. L'iperpiano $\overline{D}_1\overline{D}_2$,indicato con la linea tratteggiata, viene calcolato tramite analisi di Load Flow.

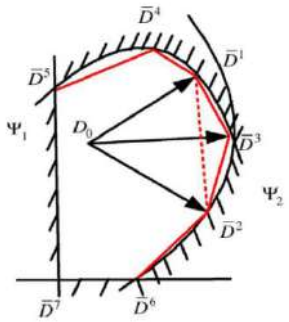


Figura 8. Limite della regione di sicurezza (SRB) e la sua approssimazione [12]

Per verificare la precisione di questa approssimazione, si calcola un ulteriore punto di confine $\overline{D}_3$ valutato stressando il punto Do verso il centro di $\overline{D}_1\overline{D}_2$. Se la distanza di $\overline{D}_3$ dall'iperpiano $\overline{D}_1$ $\overline{D}_2$ è più grande di una certa soglia specificata occorre effettuare una modifica e sostituire gli iperpiani $\overline{D}_1$ $\overline{D}_3$ e $\overline{D}_2$ $\overline{D}_3$ con $\overline{D}_1$ $\overline{D}_2$. Si procede in questo modo fino ad esplorare completamente la regione di sicurezza. Per valutare poi la sicurezza del sistema, si deve verificare contemporaneamente che il sistema sia transitoriamente e dinamicamente stabile, che la potenza reattiva sia minore di un certo margine stabilito per evitare il collasso di tensione e che tutti i vincoli termici delle linee siano rispettati dopo la perturbazione. In questo caso il sistema è considerato all'interno della regione sicura, altrimenti si troverà al di fuori della regione disegnata. Una volta definita offline la famiglia di iperpiani, diventa facile definire il margine di sicurezza come la minima distanza del punto di funzionamento dagli iperpiani trovati.
Per la SSA di un sistema di alimentazione è stato proposto anche un metodo basato su GPU (Graphic Processing Unit) che può analizzare più contingenze parallelamente tramite algoritmo di decomposizione parallela LU [14]. Il metodo proposto prevede l'utilizzo di un metodo parallelo a due strati: nel primo stato viene implementato nella GPU come parallelismo a grana fine il metodo di decomposizione LU parallelo basato sull'albero stratificato di eliminazione, mentre il secondo strato utilizza il parallelismo a grana doppia in modo che il programma possa valutare più contingenze contemporaneamente. Dopo aver svolto l'analisi di Load Flow, risolvendo il set di equazioni tramite il metodo di N-R, si implementa il parallelismo a grana fine: dalla matrice ottenuta, si determina la matrice jacobiana e si calcolano gli scostamenti di potenza per poi decomporre la matrice jacobiana tramite LU. Questo metodo fa in modo

che la matrice A sia scomposta come prodotto delle matrici L ed U in modo iterativo: all'i-sima iterazione viene calcolata l'i-sima colonna di L e la corrispondente riga di U fino ad esaurire la matrice A di partenza. Per analizzare la sequenza in cui viene eseguito il calcolo, si usa l'albero stratificato di eliminazione, come mostrato in Figura 9 in cui vene scomposta una matrice A simmetrica 11x11.
Dal livello inferiore a quello superiore dell'albero, i calcoli corrispondenti ai nodi che appartengono allo stesso livello vengono svolti parallelamente in modo da scomporre la matrice iniziale livello per livello.
Successivamente, si sostituiscono i valori di parte reale e immaginaria del fasore di tensione, si verifica se si è raggiunta la convergenza, se il generatore ha raggiunto il suo limite di potenza reattiva e se occorre variare il tipo di bus.

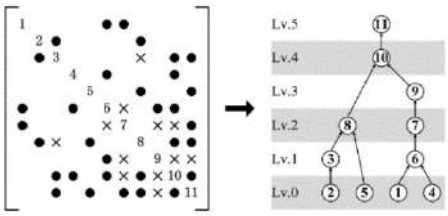


Figura 9. Matrice sparsa di dimensioni 11x11 e il suo albero di eliminazione stratificato [14]

Una volta terminata la fase di parallelismo a grana fine, si prosegue con il parallelismo grossolano in cui vengono lanciati diversi gruppi di filoni su GPU ognuno dei quali limitato ad un gruppo di casi di contingenze.
Come descritto nella Figura 10, gli m casi di emergenza sono trattati in parallelo e i loro alberi di eliminazione sono uniti in uno solo e ogni livello avrà m filoni. In ogni iterazione vengono valutati parallelamente tutti i casi di contingenza e si verifica la convergenza.
In Figura 11 è mostrato poi il processo di esecuzione principale del programma di valutazione della sicurezza: il GPU parte con tre gruppi di filoni in cui per ogni iterazione viene svolto il processo precedentemente descritto. La CPU invece, in genere, esegue solo l'ultimo passaggio, ossia se il processo di calcolo in caso di contingenza converge, prepara il prossimo caso di emergenza per il gruppo di filoni.

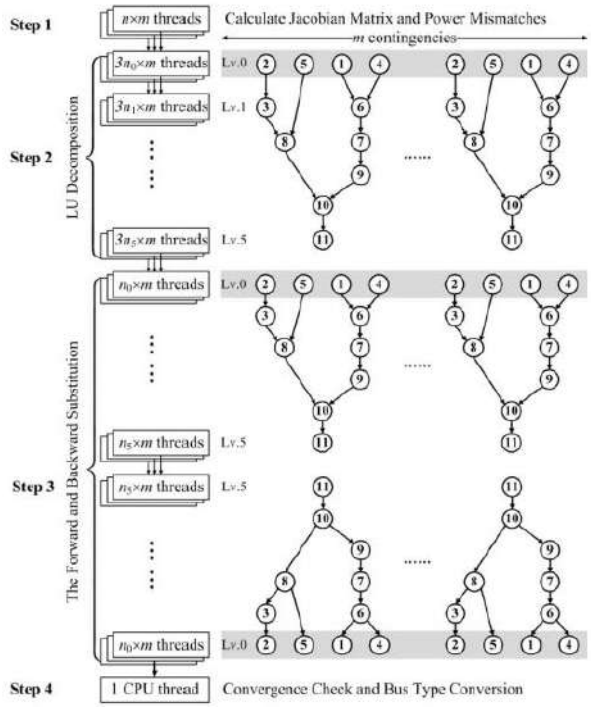


Figura 10. Le quattro fasi del processo iterativo e gestione dei filoni [14]

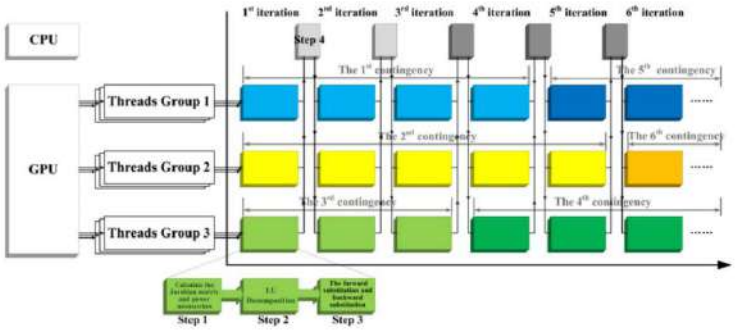


Figura 11. Processo di esecuzione principale del programma di SSA parallela a due livelli [14]

I metodi numerici richiedono, come è evidente dagli esempi proposti, lunghi tempi di calcolo e grande onere computazionale. Per questo motivo sono difficili da implementare per sistemi di analisi in tempo reale: sono necessari sistemi SCADA veloci e potenti che possano contenere questi software e lavorare in cloud, permettendo operazioni di real time data analytics.

2.3 MACHINE LEARNING

Il Machine Learning (ML), o apprendimento automatico, è un sottoinsieme dell'intelligenza artificiale (AI) che si occupa di studiare e costruire algoritmi che possano apprendere da un insieme di dati e fare previsioni su di essi, costruendo un modello basato su campioni. L'apprendimento supervisionato è una

tecnica di Machine Learning che permette di istruire un algoritmo in modo da poter elaborare automaticamente le previsioni sugli output del modello basandosi su un set di esempi ideali. Generano un database che viene poi utilizzato per creare una classificazione nel campo della SSA attraverso diversi strumenti: Decision Tree (DT), Artifical Neural Networks (ANN), Support Vector Machine (SVM) e altri.

2.3.1 DECISION TREE (DT)

Un albero decisionale è un algoritmo di apprendimento supervisionato non parametrico che si compone di una struttura ad albero di tipo gerarchico. Partendo da un nodo radice, i rami collegano i nodi interni (decisionali) e i nodi foglia (terminali) per arrivare a tutti i possibili risultati del set di dati in ingresso realizzando così un modello predittivo per classificare l'obiettivo di previsione di funzionamento sicuro o insicuro della rete. Diversi sono le tecniche e gli studi presenti in letteratura, ma l'idea di fondo è quella di generare uno spazio rappresentativo dei dati di input e suddividerlo in regioni (classi) a seconda delle decisioni prese dall'algoritmo: in Figura 12 è mostrato lo spazio degli input e il corrispondente DT [15].

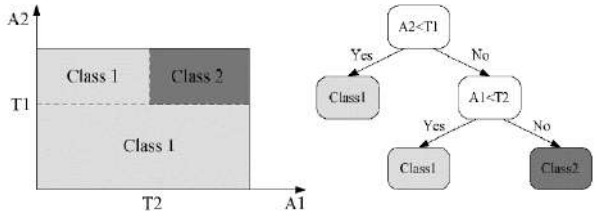


Figura 12. Spazio degli input e corrispondente DT [15]

In [16] viene prodotto offline un gruppo di condizioni operative per un periodo di tempo T1 del giorno successivo svolgendo analisi di Load Flow basate sulla previsione del carico e sulla programmazione della generazione. Per un dato elenco di contingenze C, vengono definiti i dati di addestramento dell'algoritmo che consente di ottenere i classificatori e le regioni decisionali sviluppando così diversi DT semplificati. Questa clusterizzazione delle contingenze attive consente quindi di semplificare la complessità dei DTs raggruppando le contingenze aventi un peso specifico simile, ossia un impatto sulla rete equivalente. Nelle vicinanze del real time vengono perfezionati i classificatori qualora le previsioni fatte il giorno prima siano imprecise e si verifichino nuove condizioni di stress sulla rete incorporandoli nell'addestramento dell'algoritmo di volta in volta. I casi classificati in modo errato dai precedenti DT, vengono riassegnati quindi con pesi più rilevanti in modo che i DTs successivi possano ottenere decisioni corrette e si possa facilmente monitorare il cambiamento delle regioni di decisione. Quando si è online, poi vengono effettuate misurazioni dei parametri critici ogni periodo T2 tramite PMU per collocare la condizione operativa all'interno della regione precedentemente calcolata e poi svolgere un'analisi di sicurezza del sistema.

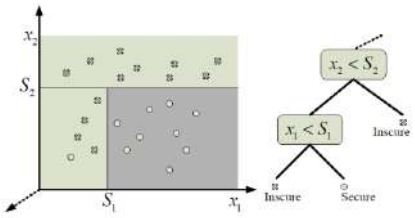


Figura 13. Sottoalbero del DT addestrato: nodi foglia e corrispondenti regioni decisionali [16]

In [17] vengono sfruttati i PMU e i DT per sviluppare uno strumento di valutazione della sicurezza offline. Inizialmente viene monitorata la rete e vengono prelevati i dati che consentano di avere delle condizioni operative di base: ciascuno di questi punti ovviamente deve soddisfare tre criteri principali che sono le tensioni dei bus entro i limiti, nessun sovraccarico sulle linee e nessun sovraccarico sui trasformatori. Poiché l'algoritmo DT è una tecnica supervisionata, maggiore è il numero di informazioni in ingresso, più preciso sarà il suo risultato. Per questo motivo vengono aggiunte delle condizioni operative calcolate variando linearmente il carico. Ciascuna condizione operativa inserita nel modello ora soddisfa i criteri di sicurezza e la topologia del sistema cambia solo al verificarsi di situazioni impreviste. Il secondo step prevede la creazione di due elenchi di contingenze per effettuare due tipi di analisi di sicurezza: una lista di contingenze N-1 in cui le tensioni sui rami superano i limiti e una lista di contingenze N-k in cui si hanno disservizi di più linee in contemporanea, disservizi di generatori, trasformatori o elementi derivati. Ad ogni contingenza di ciascun elenco è assegnato un numero identificativo unico utile all'addestramento del DT. Tramite un programma di valutazione della sicurezza di tensione, viene valutato l'effetto di una contingenza in termini di sicurezza nei limiti di tensione: una volta verificatasi la contingenza sulla rete, il programma risolve il Load Flow senza il componente che ha subito il guasto e controlla i diversi stati del sistema rispetto alle condizioni precedentemente definite sicure, assegnando un indice di performance e discriminando le condizioni stabili da quelle instabili. In questo modo vengono addestrati DT di regressione per valutare la violazione dei limiti di tensione e termici a valle di una contingenza N-1. Successivamente, in real time vengono rilevate le misure dei PMU sulla rete e i DT vengono addestrati alla valutazione in tempo reale sella stabilità di tensione e transitoria a seguito di contingenze N-k.
Nel riferimento [18] le misure di PMU vengono raccolte con un sistema di GPS e microprocessori per valutare la sicurezza online: grazie a queste misure, il DT a tre livelli, che è stato addestrato precedentemente offline sulla base di previsioni per le 24 ore successive, viene aggiornato ogni ora seguendo la variazione di carico e rilevando anomalie di rete per definire emergenze critiche. Per migliorare la precisione della previsione, vengono addestrati DT ottimali multipli in cui ogni DT soddisfa una soglia desiderata di prestazioni, piuttosto che affidarsi ad un unico DT, in modo da avere un risultato di classificazione completo. (Figura 14)
In [19] viene usato un DT obliquo per la SSA con la metodologia nota come CART (Classification And Regression Trees): l'obiettivo principale del processo di divisione è quello di partizionare ricorsivamente tutti i casi in uno spazio multidimensionale, suddividendolo in sotto-regioni che contengano al loro interno previsioni uguali o simili il più possibile. Per quanto riguarda il criterio d'arresto del problema, per evitare l'over-fitting, l'albero massimo viene potato passo a passo per generare alberi più piccoli che vengono testati usando set di prove che producono il costo di un calcolo errato. Viene così trovato l'albero ottimale che è quello definito come l'albero avente un costo di errore minore rispetto ai test effettuati e lo si usa

per determinare le regioni di sicurezza e i loro confini per prevedere lo stato del sistema e fornire linee guida generali da adottare per un controllo preventivo o correttivo contro le instabilità del sistema.
In [20] si utilizzano metodi di classificazione d'insieme per valutare la sicurezza di un sistema, ossia si risolve il problema con diverse filosofie e la decisione finale è presa in modi diversi a seconda della situazione, come ad esempio tramite voto di maggioranza o media ponderata. Nel riferimento [21] viene usata la trasformazione di Nataf per la generazione di numeri casuali utilizzati per identificare la generazione di impianti eolici e creare un database affidabile e realistico da usare nell'addestramento e nelle prove di DT addestrato per classificare la sicurezza del sistema di alimentazione in modo preventivo.
In [22] è utilizzato il metodo Decision Tree C4.5 per la SSA in cui, tramite un metodo top-down ricorsivo, sono costruiti due alberi decisionali: il primo viene realizzato preventivamente per valutare le prestazioni di sicurezza del Power System, il secondo non solo valuta la sicurezza, ma può essere applicato anche per derivare azioni correttive quando lo stato del sistema è in pericolo, fornendo semplici regole per un Load Shedding.

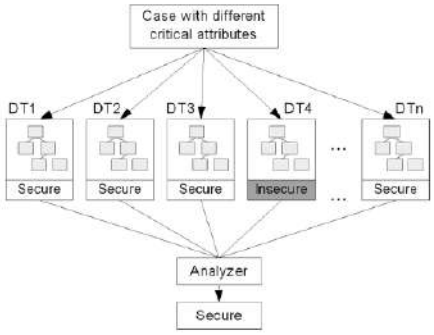


Figura 14. Applicazione dei DT multipli [18]

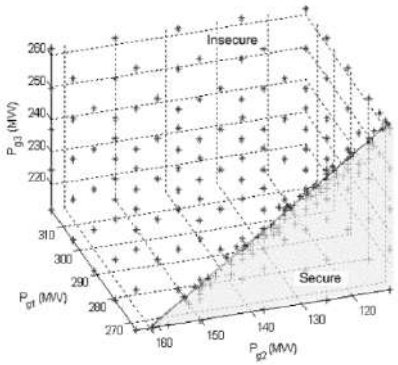


Figura 15. Regioni di sicurezza e insicurezza proiettate in uno spazio tridimensionale [19]

Una variazione del metodo numerico [12] è fornita dal riferimento [23] in cui il monitoraggio dei comportamenti dinamici della rete viene effettuato tramite il metodo dell'ellissoide caratteristico (CELL – Characteristic ELLipsoid): lo spazio multidimensionale a minimo volume che racchiude gli ellissoidi viene definito usando PMU distribuiti lungo la rete. La combinazione del metodo CELL e del Decision Tree è in grado di rilevare le caratteristiche transitorie con una buona precisione. Infatti, forma, orientamento, volume e velocità di cambiamento degli elementi, che caratterizzano la CELL e che vengono identificati dai dati rilevati dai PMU in un intervallo di tempo fissato, possono descrivere il livello di stress dinamico

che il sistema subisce a seguito di un disturbo attraverso indici caratteristici. Il DT fornisce offline un collegamento tra gli indici e i comportamenti dinamici del sistema e rileva le proprietà del disturbo. Il metodo utilizzato è illustrato in Figura 16.

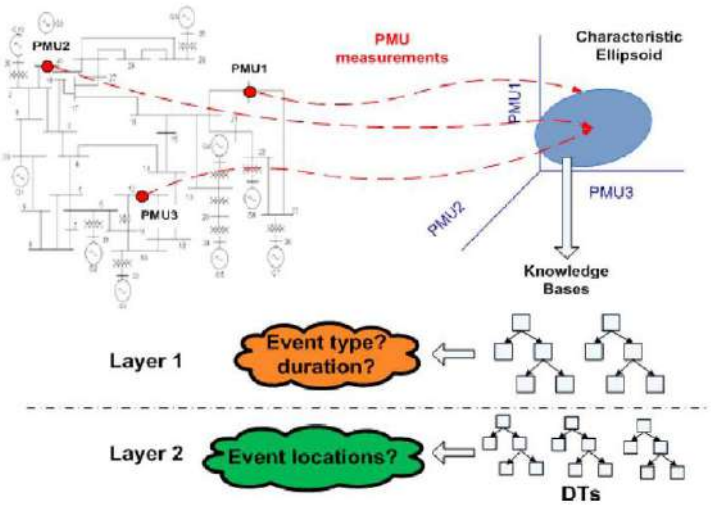


Figura 16. Realizzazione del CELL e del metodo DT [23]

2.3.2 ARTIFICIAL NEURAL NETWORK (ANN)

Una rete ANN è una tecnica intelligente che imita il funzionamento del cervello umano nel prendere decisioni e trarre conclusioni anche quando le informazioni a disposizione sono parziali, complesse o irrilevanti. Le informazioni di input partono dai neuroni, che sono le unità del processo e sono collegate tra loro in una rete, per poi essere ricodificate nella rappresentazione interna che genera gli output. Una rete costituita da due strati di neuroni viene definita perceptron: il primo strato si occupa degli ingressi binari della rete e il secondo delle uscite, mentre una matrice reale collega ogni neurone del primo strato con quelli del secondo attraverso l'attribuzione di pesi specifici a seconda della correlazione tra i due layer. Per funzionare, la rete deve essere addestrata attraverso un algoritmo per il calcolo dei pesi in modo da produrre un'uscita corretta a partire da un qualsiasi input: il metodo usato a questo scopo è il Perceptron Learning Rule in cui le combinazioni input/output note vengono proposte alla rete e se l'uscita non è corretta occorre modificare i parametri (pesi e soglie) aggiornandoli con la regola dell'apprendimento. Questa procedura continua fino a che il training produce un errore minore di un limite prefissato e a quel punto la rete può essere utilizzata con i dati reali. In Figura 17 è mostrata una ANN perceptron.
Lo svantaggio della rete perceptron è che può non convergere se le uscite del problema non sono linearmente separabili, ossia se non è possibile, rappresentando i valori in uno spazio, separarli attraverso una superficie lineare. Ecco che quindi si sviluppa la rete Multi Layer Perceptron: una rete con uno o più strati di neuroni tra i nodi di input e quelli di output che vengono definiti unità nascoste come mostrato in Figura 18. Lo strato nascosto riceve gli input dal layer precedente e, a seconda dei pesi, produce un output che procede verso il layer successivo. Il numero di neuroni delle unità nascoste non è fisso, ma deve essere pari almeno al numero delle classi di input presentate durante l'addestramento. Ogni

neurone ha un'uscita non lineare continua, introdotta dalla funzione sigmoidea che serve a correggere gli errori durante l'addestramento e fare in modo che i valori restino all'interno di intervalli stabiliti.

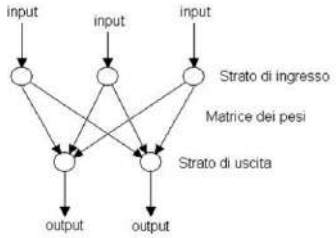


Figura 17. Percectron Artificial Neural Network

L'analisi delle reti multi layer dimostra che non sono necessari più di tre strati affinché la rete sia in grado di riconoscere una qualsiasi regione nello spazio n-dimensionale e l'algoritmo di apprendimento più utilizzato per questo scopo è la "back-propagation", ossia la retro-propagazione dell'errore, combinato con un metodo di ottimizzazione (per esempio il SGD - Stochastic Gradient Descent – discesa stocastica del gradiente).

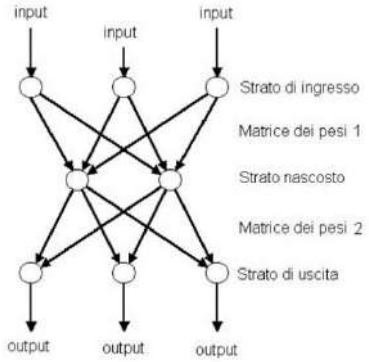


Figura 18. ANN multilayer

Sulla base della differenza tra l'uscita effettiva del sistema e quella desiderata, che è l'errore, l'algoritmo modifica la matrice dei pesi di collegamento tramite la funzione di perdita, che è la funzione costo derivante dall'ottimizzazione, permettendo la convergenza degli output verso i valori desiderati. Il metodo quindi prevede la risoluzione del Load Flow per stabilire la sua condizione di sicurezza offline, l'identificazione dei parametri di emergenza, che hanno un impatto sulla sicurezza del sistema di alimentazione e che saranno gli input dell'ANN, la creazione della rete ANN che comprenda i punti stabili e instabili considerati ciascuno col proprio peso e trovati nel Load Flow, il test della ANN in altri valori che non siano necessariamente quelli di input in modo da avere in output lo stato di stabilità del sistema.
In [24] viene definito un indice di prestazione PI che rappresenta le violazioni dei limiti di linea a valle di una contingenza e usato un modello MLP per valutare la gravosità delle interruzioni di linea in termini di PI, sulla base di esempi usati offline per formare la rete neurale. In Figura 19 è rappresentato un modello MLP totalmente connesso che è in grado di catturare le caratteristiche nel caso base, ma non abbastanza adattivo per rispondere ai cambiamenti strutturali della rete in seguito a una contingenza.

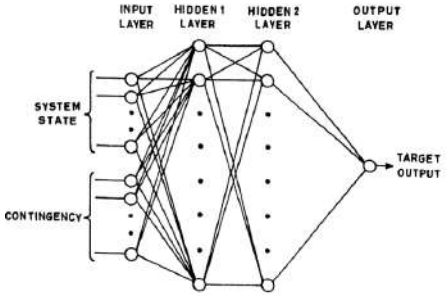


Figura 19. Modello MLP completamente connesso [24]

Per superare questo problema, si introduce un modello MLP non connesso in cui un MLP completamente collegato si associa ad un altro MLP collegato in grado di fornire capacità di apprendimento supplementare al primo (che è quello principale): in questo modo il modello potrà correlare meglio la relazione tra la topologia della rete del sistema di alimentazione e il corrispondente PI del Power Flow.
Generalmente, come precedentemente detto, nella rete ANN si utilizza la propagazione dell'errore per addestrare la rete. Questo però è un metodo che richiede tempo e può convergere ad un valore di minimo locale piuttosto che ad uno assoluto: per questo motivo, nel riferimento [24] viene studiato il Saturating Linear Coupled Neuron Model (sl-CONE) con relativo algoritmo di apprendimento che consentono una rapida convergenza senza il rischio di cadere in minimi locali. La scelta della topologia di rete dipende da diversi fattori, ma non esiste una regola definitiva per selezionare il numero di layer nascosti e il numero di neuroni per layer. Il problema della SSA è formulato come un compito di approssimazione della funzione: lo stato operativo del sistema viene rappresentato in due modi, ossia in termini di flussi di potenza attiva o reattiva e di iniezioni attive e reattive nei bus, la contingenza è rappresentata in termini di stato on/off delle linee e viene aggiornato in base all'esperienza operativa in tempo reale.

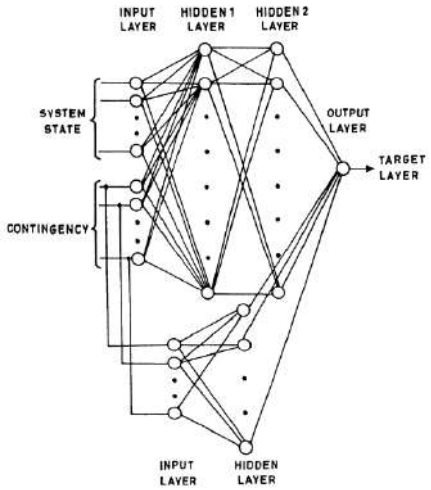


Figura 20. Modello MLP non completamente connesso [24]

In [25] è mostrato il metodo per il quale è presente un singolo layer nascosto (Single Layer Feedforward Networks – SLFNs) che sfrutta il Machine Learning Estremo (ELM – Extreme Machine Learning). In questo caso si ha a che fare con tre strati in totale: il layer degli input, il layer nascosto e quello degli output. L'intelligent system aggrega una serie di ELMs per consentire un aumento della precisione e

l'identificazione di una potenziale previsione di errori per permettere un'analisi di sicurezza più affidabile e flessibile.

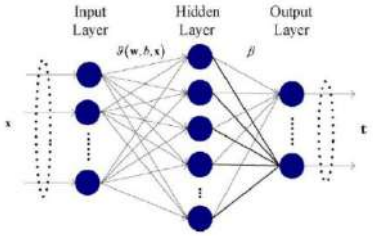


Figura 21. Struttura di una SLFN [25]

L'ELM adotta dei pesi per ciascun input di tipo casuale durante l'apprendimento e quindi risulta più rapido del classico meccanismo usato per le ANN, però questa caratteristica potrebbe rendere instabile la modellazione per via della sua casualità: usare un'aggregazione di ELM consente di utilizzare valori random per i pesi dei singoli input, ma randomizza anche altri parametri durante la fase di apprendimento, caratteristiche, nodi nascosti, funzioni di attivazione del nodo, ecc. Questa casualità usata nella formazione del modello, lo rende maggiormente generalizzabile e robusto. Solitamente, la rete neurale radiale di funzione di base (Radial Base Function Neural Network - RBFNN) è molto utilizzata nella classificazione dei pattern e nell'approssimazione non lineare per via della sua convergenza e del fatto di non incappare facilmente in minimi locali. In [26] viene utilizzato un metodo di crescita e potatura (GPRBFNN - Growing and Pruning Radial Base Function Neural Network) per avere il vantaggio di poter selezionare i neuroni ottimali e le loro distribuzioni: le funzioni di input usate sono i carichi reali e reattivi, le potenze attive e reattive, le generazioni attive e reattive e le tensioni ai bus, mentre l'identificazione dei neuroni con la massima o minima attivazione avviene tramite la tecnica del Winner-Take-All (WTA), implementato per eliminare i pesi degli elementi. Si ha quindi il passaggio da uno schema all'altro, come mostrato in Figura 23 e Figura 22.

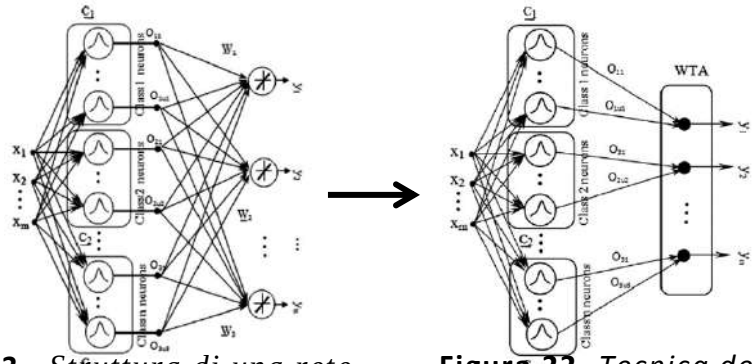


Figura 23. *Struttura di una rete neurale GPRBF [26]*

Figura 22. *Tecnica della WTA basata su GPRBF [26]*

Nel riferimento [27] è proposto uno studio della sicurezza applicato a un modello di rete neurale a cascata (Cascade Artificial Neural Network – CANN) che non è altro che la combinazione di un modulo di screening e due moduli di classificazione, ossia reti neurali basate sull'algoritmo di Levenberg-Marquardt (LMANNs) piuttosto che sulla più lenta retro-propagazione dell'errore come metodo di risoluzione del problema non

lineare. Alternative alla back-propagation e al Levenberg-Marquardt, sono, ad esempio, l'algoritmo del gradiente coniugato o l'algoritmo Quasi-Newton (detto Dishonest Newton-Raphson). Quello utilizzato in questo caso, combina le eccellenti proprietà di convergenza locale del metodo di Gauss-Newton e la riduzione consistente dell'errore del metodo di discesa stocastica del gradiente: risulta quindi il metodo più rapido per addestrate le reti neurali di dimensioni moderate. Ogni caso di singola emergenza è applicato al modulo di screening che è una rete neurale con flusso in avanti (Feed-forward ANN, in cui le informazioni della rete si muovono solo in una direzione che è quella in avanti) a tre layer con due uscite, ciascuna delle quali rappresenta lo stato di contingenza critica o non critica dal punto di vista di tensione e carico sulla linea. Le contingenze classificate come critiche passano poi ai modelli di classificazione che agiscono simultaneamente in parallelo calcolando due indici di prestazione: uno basato sulla tensione del sistema di alimentazione (Voltage Performance Index - VPI) e l'altro sul flusso sulle linee (MWPI – Mega Watt Performance Index).
Nel riferimento [28] sono utilizzate le trasformate wavelet (a ondicella) per estrarre le caratteristiche di input dalle forme d'onda di tensione dei bus per valutare la SSA: poiché la forma d'onda di tensione contiene al suo interno i dati relativi al modello di carico e alla topologia della rete, viene applicato un metodo di selezione da un database delle trasformate wavelet in modo da ricavare le caratteristiche richieste. In ogni istante operativo, sono misurate le tensioni di rete per costituire un profilo di tensione utile allo studio della sicurezza: tale profilo contiene al suo interno le caratteristiche del sistema di alimentazione e quindi viene considerato come indicatore dei margini di stabilità di tensione (VSM). Come illustrato nella Figura 25 in basso, un progressivo e graduale aumento del carico nel sistema porta verso il collasso di tensione. Per estrarre le caratteristiche dominanti del profilo di tensione, viene applicata una trasformazione WaveleT Multi-Risoluzione (MRWT) e successivamente viene svolta un'Analisi delle Componenti Principali (PCA) per ridurre il numero di variabili che descrivono l'insieme dei dati limitando il più possibile la perdita di informazioni.

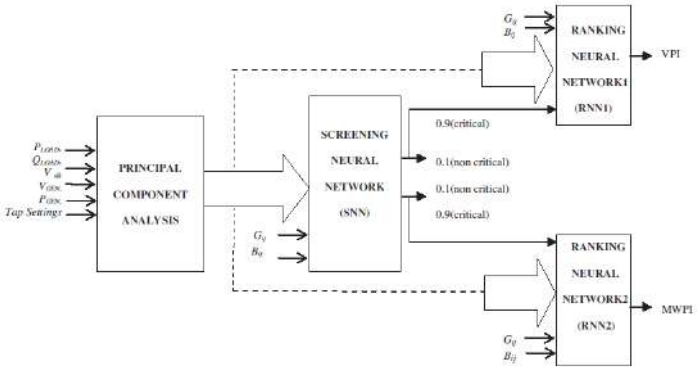


Figura 24. Rete Neurale a cascata per valutazione di sicurezza integrata [25]

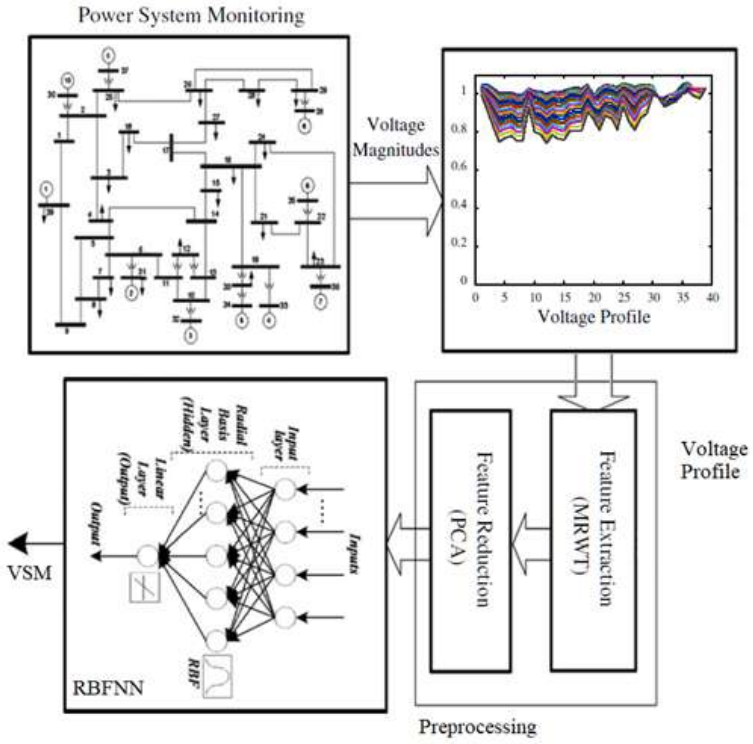


Figura 25. Concetto del processo di questo approccio per la stima dei VSM basati sul profilo di tensione [28]

Le caratteristiche dominanti estratte dal processo vengono quindi utilizzate come dati di ingresso per una funzione base della rete neurale radiale (RBFNN) che porti alla stima dei VSM del sistema come mostrato in Figura 26.

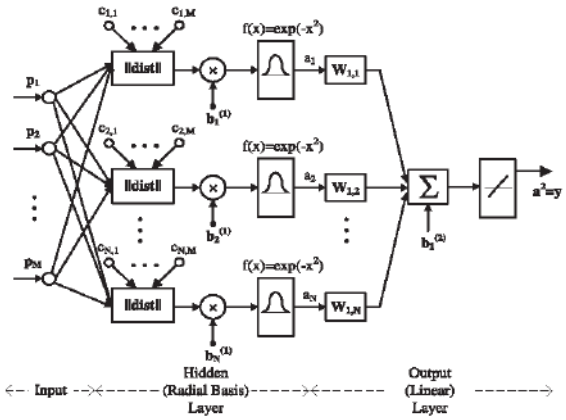


Figura 26. Architettura della RBFNN (Radial Basis Function Neural Network) [28]

I VSM indicano la distanza del punto operativo dal crollo di tensione in termini di carico di potenza attiva e il metodo è applicabile anche in caso di cambiamento della topologia della rete, variazione di carico e generazione poiché basata sul profilo di tensione che contiene in sé l'effetto di tutte la condizioni del sistema. Per ogni modello di carico, c'è una curva P-V corrispondente con un relativo valore massimo di

potenza che è il limite di caricabilità della rete, oltre il quale si ha il collasso di tensione. Quindi ogni punto di funzionamento dipende da questi due parametri e a seconda del loro valore si avrà un VSM diverso (Figura 27). Nella traiettoria valutata incrementando il carico, basandoci su un solo modello di carico, si considerano diversi punti operativi con livelli di carico diversi per considerare quindi i profili di tensione e i VSM associati.

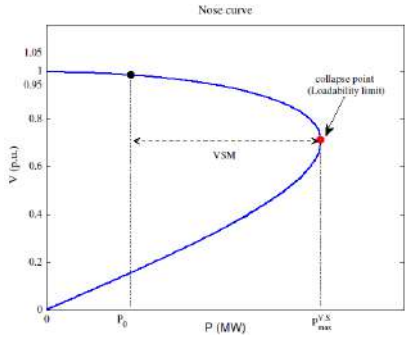


Figura 27. Curva a naso per lo studio della stabilità di tensione. La curva nel piano P-V rappresenta i limiti di caricabilità della rete e i VSM [28]

In [29] viene proposto un metodo per la valutazione probabilistica e il controllo preventivo dei margini di sicurezza della tensione usando la rete neurale. L'indice di insicurezza probabilistica (PISI) viene ricavato per varie condizioni operative considerando contingenze singole o doppie, variando la potenza reattiva e le condizioni di carico e utilizzando il metodo cut-set. Questi risultati sono poi inseriti come input di una rete multi-layer per poter valutare la sicurezza online. Il metodo cut-set è utile per determinare l'affidabilità di una rete elettrica perché direttamente legato alle modalità di guasto del sistema: si identificano la linea più importante o la combinazione di linee che sono di maggiore importanza all'interno della rete, ossia quelle linee che causano guasto della rete (se in gruppo, anche solo una linea del gruppo può portare all'instabilità della rete). Poiché questa operazione richiede molto tempo, spesso si effettuano valutazioni di probabilità di guasto che, pur riducendo la precisione, permettono di valutare la situazione in modo più rapido. Il cut-set minimo per un determinato carico si ottiene confrontando il carico con il limite di stabilità statica di tensione nel caso di rete integra e nel caso di diverse condizioni di interruzioni di linea. Si procede quindi con un Continuation Load Flow che fornisce i limiti di stabilità e si considera la probabilità che quel determinato guasto si verifichi in modo da poter classificare i risultati ottenuti sulla base del PISI. Questi valori vengono poi usati per realizzare una rete multi layer in feed-forward contenente un livello di input (con numero di neuroni pari al numero di variabili di controllo della potenza reattiva e del numero dei bus di carico calcolati nel passaggio precedente), uno di output (con un solo livello di uscita che è il PISI) e un livello nascosto. Questa rete viene addestrata usando un algoritmo di propagazione all'indietro come in Figura 28.
Si ha quindi che, se si verifica un guasto in tutti gli elementi del cut-set, la rete diventa instabile, se invece il malfunzionamento non si verifica neanche in uno di essi, la rete resterà stabile.
In [30] e [31] viene usata la rete neurale di Kohonen per la valutazione della SSA del sistema di alimentazione. La rete di Kohonen è costituita da una serie di neuroni di input (come per le reti multistrato) e da una griglia n-dimensionale di neuroni in cui n è il numero degli attributi usati nella classificazione dei segnali di ingresso. Ciascun neurone di input è connesso a tutti i neuroni della griglia e

la matrice dei pesi viene usata per propagare l'ingresso della rete ai neuroni della mappa che sono tutti connessi tra loro. Tali connessioni servono ad influenzare i neuroni adiacenti al neurone con la più alta attivazione in funzione della distanza da esso. Come mostrato in Figura 29.
L'interazione tra i neuroni della mappa porta alla modifica dei relativi pesi in base ad una funzione dipendente dall'influenza dei nodi vicini. Ad esempio, si utilizza la funzione di Gauss con un parametro detto "vicinanza": più alto è il parametro vicinanza, più è grande l'area d'interazione e, man mano che l'addestramento continua, l'area di attivazione si riduce in modo che solo i neuroni vicini a quello più attivato siano influenzati e ci sia convergenza dell'algoritmo.
Quindi il processo di apprendimento in questo caso prevede che venga definita l'area di attivazione iniziale, vengano inizializzati i pesi della mappa in modo casuale, si passi un dato qualsiasi allo strato di input, si determini il neurone maggiormente attivato nella mappa, si aggiornino i pesi della mappa tramite la funzione di Gauss, si riduca l'area di attivazione tramite il parametro vicinanza e si iteri nuovamente fino a che il parametro non diventi minore di un valore prestabilito o quando i valori dei pesi della mappa abbiano un valore stabile.
In [30] la rete di Kohonen è un array bidimensionale di neuroni in cui ogni ingresso è collegato a ogni neurone dell'array e un vettore dei pesi di dimensione uguale è associato ad ogni neurone. La distanza tra due neuroni viene espressa in termini di "ordine di vicinanza", ossia, guardando la Figura 30, i neuroni adiacenti al neurone 6, vengono definiti del "primo ordine" i neuroni 1,2,3,4,7,9,10 e 11, mentre sono definiti "neuroni adiacenti del secondo ordine" i neuroni 4, 8,12,13,14,15,16.
L'output dell'i-simo neurone è la distanza dal vettore di ingresso modificata dal suo peso. Il neurone con l'output minore è definito "eccitato" e alla fine dell'apprendimento si definisce un cluster di neuroni eccitati che stabilisce la sicurezza del modello.
In [31] si mostra che la funzione di vicinanza è monotona decrescente, come mostrato in Figura 31. Nell'apprendimento non supervisionato s'inizializzano i pesi in modo casuale, si sceglie un vettore casuale di input e si determina il neurone tale per cui il suo vettore peso è più vicino al vettore di ingresso, calcolandolo come la distanza euclidea rispetto ad ogni neurone vicino. Successivamente, si aggiorna il peso del neurone selezionato e quello dei neuroni vicini e si itera nuovamente fino a che questa distanza non diventa minore di un certo valore stabilito.

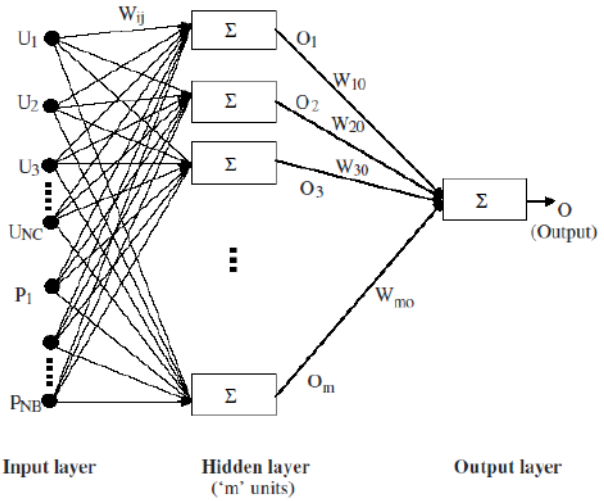


Figura 28. Generalizzazione del diagramma a blocchi per la rete in retro-propagazione per il controllo della sicurezza di tensione e calcolo del PISI [29]

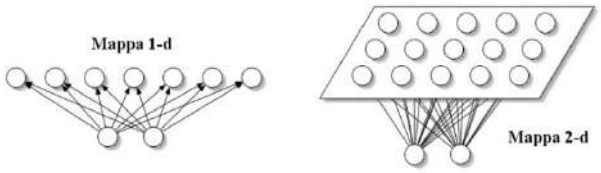


Figura 29. Rappresentazione della mappa di Kohonen

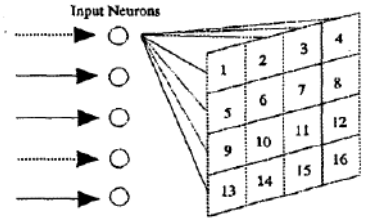


Figura 30. Rete Neurale di Kohonen [30]

A questo punto la rete di Kohonen precedentemente addestrata viene usata per valutare la SSA e classificare il sovraccarico delle linee dovuto a contingenze singole o doppie. I vettori d'ingresso vengono ottenuti tramite analisi di Load Flow offline relativa a diverse topologie di rete: si considera uno scenario di base di generazione/carico e contingenze plausibili che corrispondano a diverse situazioni di sovraccarico delle linee. Da questi risultati sono stati estratti casualmente i vettori di addestramento della rete e quindi la funzione vicinanza tra i neuroni. A valle del processo, si è quindi ottenuto il cluster dei neuroni eccitati che rappresentano le regioni di stabilità della rete considerata nella simulazione.

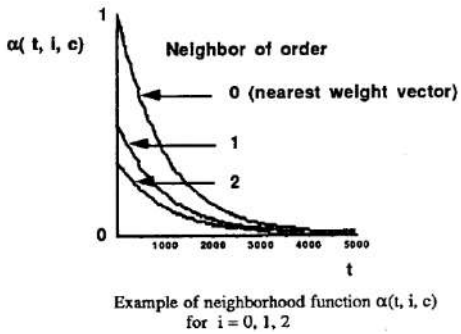


Figura 31. Andamento della funzione vicinanza [31]

In [32] viene usato un approccio in cui si combina l'algoritmo di clustering Fuzzy C-Means (FCM) e la ANN per classificare lo stato del sistema di alimentazione come critico, sicuro o insicuro a seconda delle diverse condizioni di esercizio e in funzione di una determinata contingenza probabile. La valutazione della sicurezza viene eseguita sulla base dell'indice di prestazione PI calcolato tramite il metodo di Newton-Raphson applicato al Load Flow. La prima fase del metodo FCM-ANN prevede la formazione e la preparazione dei dati di prova, mentre la generazione dei modelli (rappresentati in termini di tensione e livello di carico) avviene considerando simulazioni offline per ogni condizione di funzionamento. Successivamente, la sicurezza del sistema viene valutata identificando il punto operativo come critico, insicuro o sicuro. Poiché i sistemi di alimentazione sono descritti da una grande quantità di variabili, in seconda battuta è necessario ridurre la dimensione del problema per limitare i tempi di calcolo. In questo riferimento viene utilizzata la tecnica del Feature Selection con metodo diretto in cui si valutano le tensioni dei bus e sul carico durante la contingenza. Questo è un processo molto utilizzato nella fase di pre-processing dei dati nel data mining perché consente di evitare l'over-fitting, migliorare le prestazioni del modello e permette la costruzione di modelli più veloci e meno costosi a livello computazionale, nonché ottenere una più profonda comprensione dei processi che sottostanno alla generazione dei dati.

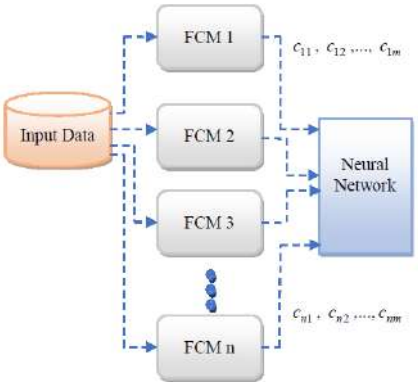


Figura 32. Struttura della fase di addestramento di una rete neurale [32]

La seconda fase consiste nella clusterizzazione dei dati tramite FCM in cui in un cluster vengono inseriti dati simili tra loro in modo da minimizzare la complessità del sottoinsieme e fare in modo che l'addestramento della rete neurale possa avvenire trattando questi dati con maggiore flessibilità. La terza fase è la classificazione dell'ANN, ossia l'addestramento della rete in modo che possa imparare la relazione

tra i dati immessi (che corrispondono agli output del modulo precedente) e le corrispondenti classi come mostrato in Figura 32.

2.3.3 SUPPORT VECTOR MACHINE (SVM)

Le Macchine a Vettori di Supporto sono modelli di apprendimento supervisionato appartenenti alla classe di algoritmi di ML, utilizzati in molti problemi di classificazione (in cui s'individua una rappresentazione di caratteristiche di un'entità, che può essere un oggetto o una nozione, e le si associa una etichetta classificatoria) e regressione (in cui si stima un'eventuale relazione funzionale esistente tra variabile dipendente e più variabili indipendenti). L'obiettivo di un algoritmo SVM è quello di trovare un iperpiano che separi i punti di dati di una classe da quelli di un'altra classe massimizzando il margine, ossia la distanza minima dall'iperpiano dei punti delle due classi. Questo viene effettuato usando una piccola parte del dataset di allenamento, ossia dai vettori di supporto, che sono quei valori di una classe più vicini all'iperpiano di separazione, cioè più vicini all'altra classe e quindi maggiormente difficili da classificare. L'algoritmo è in grado di trovare questo iperpiano solo nel caso di problemi separabili in modo lineare, altrimenti può massimizzare il margine soft ossia quello che porta al minore errore nella classificazione. [33]
Questa tecnica fu utilizzata per la prima volta in relazione alla SSA nel 2008 [34]: con un gran numero di simulazioni offline (condotte per diversi punti di funzionamento del sistema e ogni contingenza presente in un set predefinito di contingenze possibili) vengono definiti indici di performance di sicurezza (PI) statica dai risultati dei Load Flow eseguiti. Per la classificazione dello stato di sicurezza statica (SSS – Static Security State) sono considerati quattro tipi di livelli di sicurezza: normale (classe A), allerta (classe B), emergenza 1 (classe C, contingenze che si possono correggere) ed emergenza 2 (classe D, contingenze che non si possono correggere o scissione del sistema). La selezione delle caratteristiche può essere svolta in modi diversi e in questo riferimento viene utilizzato il metodo Fisher-like (F-score) per via della sua semplicità e precisione. La selezione dei training data è importante per capire quali dati verranno utilizzati per il SVM, la cui funzione decisionale dipende solo da un ristretto gruppo di dati (Support Vectors – SVs): la selezione dei modelli dal set di dati di formazione è effettuata tramite il metodo di Huanga del K-means clustering, l'identificazione dei SVs e dei punti di confine è effettuata tramite la distanza di Mahakanobis e la selezione dei dati avviene tramite due algoritmi proposti da Wang in cui il primo provvede alla selezione basandosi sulla misura statistica di conferma e il secondo seleziona i dati basandosi sulla minima distanza di un dato dai dati dell'altra classe.

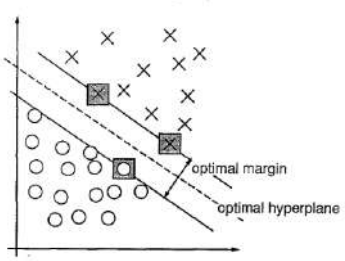


Figura 33. Esempio di un problema di separazione in due dimensioni. I vettori di supporto (nei quadrati) definiscono i margini della maggiore separazione tra le due classi [33]

In [35], è utilizzato un approccio SVMBPC (Support Vector Machine Based Pattern Classification) per la valutazione della SSA nei sistemi di alimentazione, in cui la fase di selezione delle caratteristiche usa un metodo sequenziale semplice e diretto in avanti.

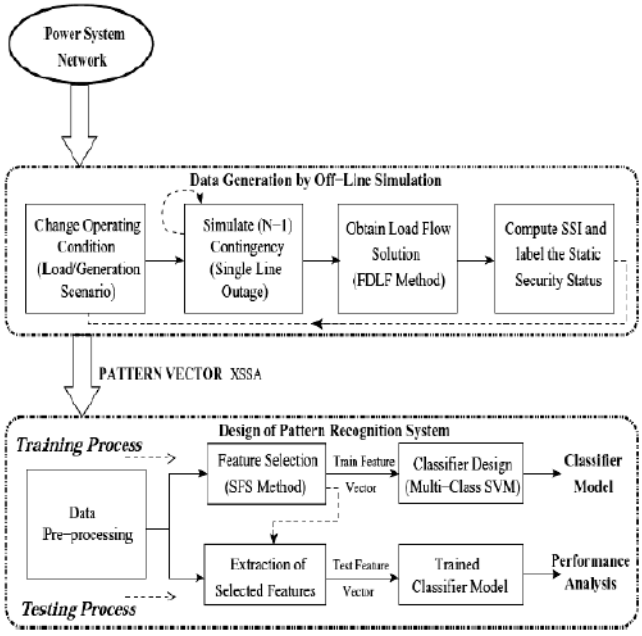


Figura 34. Descrizione del processo di multi-classificazione della sicurezza statica [35]

Il successo di un sistema di classificazione si basa su un buon set di training data che deve rappresentare adeguatamente l'intera gamma di stati operativi del sistema di alimentazione. I modelli possono essere generati sia da misure real time sia ottenute da simulazioni offline e le condizioni operative considerate sono quelle ottenute variando il carico dal 50% al 200% del suo valore base, mentre la variazione della generazione è all'interno della propria curva di capability. Per ogni scenario operativo considerato viene simulato un caso di contingenza N-1 e viene risolto il Fast Decoupled Load Flow [10]. A questo punto ogni modello è definito da una serie di caratteristiche quali livello di carico, tensioni ai bus, potenza dei generatori e flussi lungo le linee che formano il vettore degli ingressi XSSA. Calcolando poi l'indice di sicurezza statica (SSI – Static Security Index), ogni modello viene etichettato come appartenente a una della quattro classi considerate.

Poiché il numero di variabili considerate forma un vettore di grandi dimensioni, è necessario semplificarlo considerando solo i valori che definiscono informazioni utili per la classificazione e che formano un vettore Z. Per determinarlo, il riferimento usa il metodo SFS (Sequential Forward Selection) in cui si parte da un set vuoto e iterativamente viene selezionata una caratteristica per volta tramite la funzione di criterio J, che minimizza il tasso di errore della classificazione, fino ad esaurirle tutte. Dopo aver selezionato le caratteristiche desiderate, si deve progettare la funzione di decisione che permetta la classificazione, ossia la separazione tra le classi. Il classificatore tenta di assegnare ogni punto dato nello spazio delle caratteristiche a una delle classi possibili. Poiché non è possibile risolvere il problema multi-classe della SSA tramite una singola formulazione SVM, si combinano diversi classificatori binari: One-Versus-All (OVA) oppure One-Versus-One (OVO). In questo caso è applicato il metodo OVO in cui si suddividono due sole classi, riducendo così il numero di dati in ingresso: dopo che ciascun classificatore binario ha votato, la

funzione decisione assegna un'etichetta x alla classe con il maggior numero di voti e in caso di parità tra due classi con stesso numero di voti, si sceglie quella con indice minore.
In [36] il metodo SVM è combinato con l'ottimizzazione PSO (Particle Swarm Optimization – Ottimizzazione con Sciami di Particelle) che è un metodo euristico di ricerca: utilizza una popolazione di possibili soluzioni che si spostano nello spazio di ricerca. Pesando tre caratteristiche specifiche, che sono la velocità di spostamento, le conoscenze dello spazio di fitness (cioè la migliore soluzione trovata fino a quel momento) e la conoscenza condivisa (cioè la migliore soluzione generale trovata), questo metodo minimizza la possibilità di incappare in minimi locali usando piccole variazioni casuali. Quindi la tecnica utilizzata in questo riferimento per la SSA è la TSVR-MPSO (Tuned Support Vector Regression by Modified Particle Swarm Optimization): si associa il peso inerziale alla posizione globale migliore al posto di Xas poiché è una migliore stima disponibile ad ogni iterazione. In questo caso le caratteristiche di input sono la potenza attiva e reattiva di generazione e carico e ampiezza e fase della tensione ai vari bus di rete.

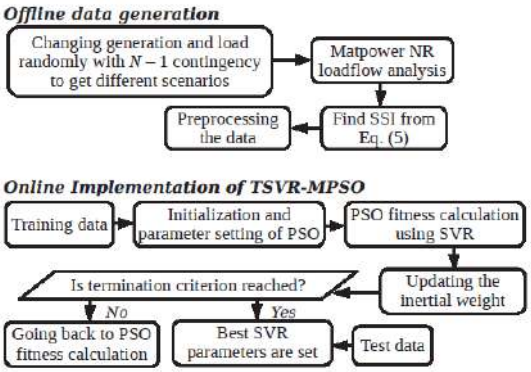


Figura 35. Diagramma del processo di implementazione [36]

2.3.4 ALTRI METODI

Molti altri metodi sono stati sperimentati nello studio della sicurezza del sistema e generalmente adottano delle tecniche ibride tra quelle proposte.

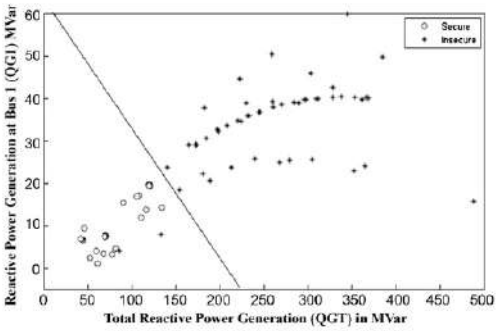


Figura 36. Classificazione dei punti operativi risultati di simulazione [37]

Nel riferimento [37] viene proposta una tecnica di classificazione basata su PSO per la SSA della rete elettrica in cui le grandezze in ingresso sono tensione in modulo e fase, potenza attiva e reattiva di generazione e carico, flusso di potenza lungo le linee e le perdite di trasmissione in termini di potenza attiva. Come già visto in [35], viene considerata una funzione di sicurezza, che è una relazione lineare tra caratteristiche selezionate e stato di sicurezza e, tramite il processo descritto in Figura 37, si arriva alla rappresentazione dei punti di funzionamento come in Figura 36.
In [38] viene proposto un metodo che combina il raggruppamento K-means e il PSO per la valutazione di sicurezza del sistema di alimentazione. Quindi, innanzitutto viene risolto il Power Flow usando un set prestabilito di possibili contingenze per ottenere gli stati operativi etichettabili come staticamente sicuri (Static Secure – SS-Binary 1), quando tutti i vincoli sono soddisfatti dopo la contingenza, o staticamente insicuri (Static Insecure – SI-Binary 0), quando anche un solo vincolo è violato a causa della contingenza. Ogni punto operativo viene quindi rappresentato come un modello caratterizzato da una serie di attributi (livello di carico, tensioni, potenza generata, ecc) e questi formano un vettore chiamato 'pattern vector' (vettore modello).

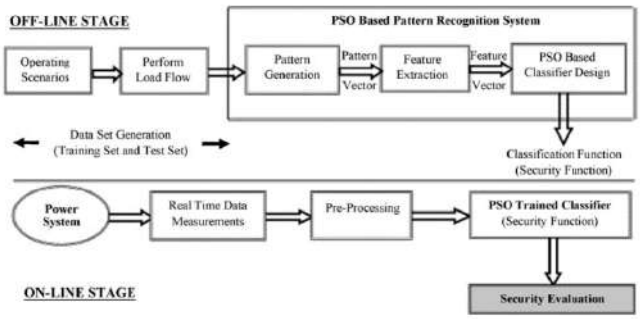


Figura 37. Sistema di riconoscimento dei modelli basato su PSO per la valutazione della sicurezza [37]

Nella valutazione della sicurezza, ogni modello viene etichettato come sicuro o insicuro e quindi smistato in un set di campioni di training o in un set di campioni di test. Avendo definito il vettore delle caratteristiche tramite SFS come descritto in [35], occorre progettare un algoritmo in grado di classificare e valutare la sicurezza. In questo riferimento viene adottata la tecnica del PSO basato sul raggruppamento K-means (PSOKM) descritto in Figura 38. L'algoritmo base usato per la clusterizzazione K-means viene modificato come algoritmo di classificazione usando la tecnica PSO: si parte inizializzando una popolazione di particelle con posizioni casuali Xp e piccole velocità Vp associate all'i-sima particella nello spazio di K x m dimensioni. La posizione corrisponde al centro del cluster di dimensioni K x m e la velocità rappresenta la velocità di cambiamento nella posizione della particella dal cluster. Vengono poi inizializzati i parametri del metodo PSO che sono i fattori di apprendimento c1 e c2 (che sono i fattori di accelerazione/apprendimento) e l'inerzia (rappresentata come velocità massima e minima).

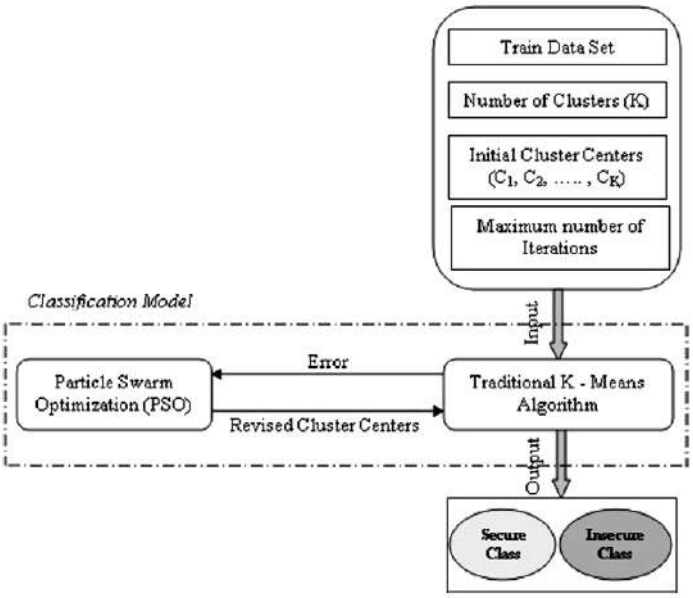


Figura 38. Modello supervisionato K-means che utilizza PSO [38]

Partendo dal passo t=1 si avvia la procedura iterativa del K-means per ogni particella della popolazione: si calcola la distanza euclidea del j-simo punto di funzionamento dal centro dell'i-simo cluster (che è la posizione della particella) e si assegna ciascun punto xi al cluster avente centro più vicino Xp.
Dopo aver raggruppato i dati in base al criterio della distanza minima, si valuta la funzione di fitness che massimizza l'accuratezza della classificazione:

$$\text{fitness function} = \frac{\text{num. campioni classificati correttamente}}{\text{num. campioni nel data set}} \cdot 100 \qquad (1)$$

A questo punto si confronta il valore della fitness function con quello avente valore migliore calcolato per la particella precedente (Pbest). Se la posizione attuale, che è il centro del cluster, è migliore del valore con cui lo sto confrontando, si sostituisce il vecchio valore con quello appena calcolato, altrimenti si mantiene il vecchio valore. Si procede effettuando questa valutazione per ogni particella della popolazione. Dopo aver aggiornato il valore migliore della fitness function, si sceglie il migliore tra quelli ricavati e lo si assegna come migliore posizione globale (Gbest), che è una particella di dimensioni K x m in cui K è il numero di cluster trovati. Si aggiorna quindi il valore di velocità e posizione di ogni particella usando formule in cui si esplicita la dipendenza di questi valori dalle costanti c1 e c2 (che rappresentano il peso con cui la particella in esame viene attratta dalla posizione migliore Pbest e Gbest) e il peso inerziale (che dà la possibilità alle particelle di esplorare nuove aree implicando quindi una ricerca globale). L'ultimo step della singola iterazione prevede il controllo del criterio di convergenza: se convergente, l'algoritmo fornisce il Gbest come centro ottimale del cluster, altrimenti si procede all'iterazione successiva incrementando t=t+1. La SSA avviene valutando diversi parametri: Classification Accuracy (CA), Secure MisClassification Rate (SMC), InSecure MisClassification Rate (ISMC) e considerando che, in caso di falsi allarmi, azioni di controllo possono portare a blackout gravosi. Vanno quindi evitati il più possibile progettando al meglio l'algoritmo di controllo.

In [39] viene proposto un approccio basato su algoritmi genetici alternativi con una programmazione strutturata su due livelli per il problema della sicurezza N-k in cui nel livello superiore avviene il riconoscimento tramite modelli ottimizzati di più contingenze simultanee, mentre nel livello inferiore avviene la decisione dell'operatore sulla gestione di tali contingenze sulla base di modelli di ottimizzazione.
L'algoritmo inizia con la creazione del vettore m degli elementi della popolazione rappresentanti una possibile soluzione al problema della SSA scelti in modo casuale. Tale vettore è binario e quindi gli elementi sono identificati come stringhe binarie di lunghezza nm (che è anche la dimensione del vettore m).

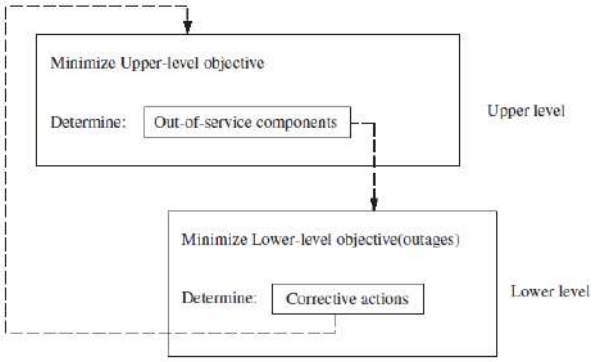


Figura 39. Modello a due livelli [39]

La funzione di fitness valuta la qualità degli elementi definendola come la funzione oggetto della minimizzazione eseguita. La popolazione di elementi casuali iniziali viene aggiornata per ogni valore di generazione: questa procedura comprende l'applicazione di diversi operatori genetici come la selezione, crossover, mutazione, elitismo e ripristino dell'ammissibilità descritti di seguito. Nella selezione viene implementato un meccanismo di roulette per selezionare nella popolazione degli elementi i genitori della generazione successiva sulla base di una probabilità che è proporzionale alla propria idoneità come soluzione. I genitori vengono quindi disposti in coppie per sottoporsi alla fase di crossover. In questo passaggio si predefinisce un tasso di crossover da applicare a ciascuna coppia di genitori per produrre due soluzioni della generazione successiva: viene implementato un unico punto di crossover, per semplicità, in modo da selezionare casualmente una posizione nelle stringhe dei genitori e creando le due sottostringhe figlie. A questo punto, per evitare di perdere materiale genetico potenzialmente utile, gli elementi sono mutati in modo casuale secondo una predefinita mutazione che permette quindi a un gene, scelto in modo casuale, di cambiare stato da 0 a 1 o viceversa. L'operatore elitario conserva le soluzioni migliori trovate mantenendo un gruppo di esse per la generazione successiva. Gli elementi risultanti dal crossover e dalla mutazione possono ora violare i limiti del problema; perciò, occorre riguadagnare l'ammissibilità di questi elementi come soluzione del problema. Se la non ammissibilità è dovuta all'operatore di mutazione, il processo di ripristino viene eseguito senza annullare il processo svolto dalla fase di mutazione: questo avviene perché, una volta ritenuto ammissibile il vettore di livello superiore m, il problema di livello inferiore a cui è associato resterà sempre ammissibile. L'algoritmo genetico si stoppa dopo un numero predefinito di generazioni.

Infine, nel riferimento [40] viene presentato un metodo definito LASSO (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator) per la SSA online. La valutazione si basa su un indice di sicurezza applicato per selezionare le contingenze: si attua un algoritmo di regressione LASSO adattivo multi-step e successivamente un modulo di SSA online per valutare e selezionare le contingenze nelle diverse situazioni di carico. Viene poi valutato l'indice di sicurezza in ogni condizione di funzionamento derivata dal metodo di Newton-Raphson usato per risolvere il problema del Load Flow negli stati della rete dopo le contingenze.

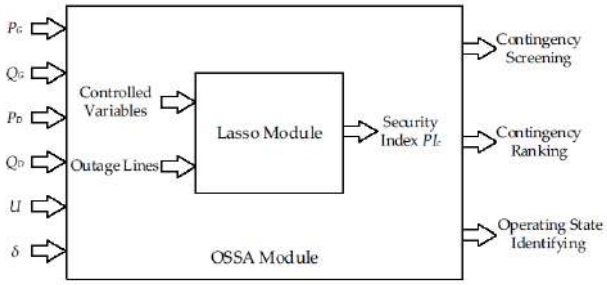


Figura 40. Struttura complessiva del metodo di valutazione della sicurezza statica online [40]

I metodi di Machine Learning hanno il vantaggio di avere alta velocità decisionale, capacità di scoprire scenari sconosciuti, minore set di dati in input richiesto, elevata flessibilità e capacità di generalizzazione, come mostrato nell'identificazione parametrica dei sistemi [96, 97]. Una volta addestrato l'algoritmo offline, può essere utilizzato anche per la valutazione della sicurezza online tramite comuni computer.

CAPITOLO 3. STUDIO DELLA SICUREZZA DINAMICA. STATO DELL'ARTE

Una MicroGrid è un sistema composto da fonti di generazione distribuita (DER – Distributed Energy Resource), maggiormente fonti di energia rinnovabile (FER – Fonti Energetiche Rinnovabili o RES – Renewable Energy Source) e sistemi di accumulo di energia (ESS – Energy Storage Systems), che alimentano carichi locali funzionanti come singola entità programmabile, solitamente in bassa o media tensione. Queste sono collegate al sistema di potenza tramite un Punto di Connessione Comune (PCC – Point of Common Coupling), ma sono in grado di lavorare anche in modalità isolata soddisfacendo autonomamente il proprio carico qualora dovessero esserci disturbi nella rete principale [41].
All'interno di una MicroGrid, il sistema di controllo è costituito da un gruppo di software e hardware che garantiscano la stabilità operativa, l'affidabilità e il funzionamento nel punto ottimale della rete. Quindi le funzioni principali del controllo sono: mantenere le tensioni, le correnti e la frequenza all'interno di limiti operativi ritenuti accettabili, mantenere l'equilibrio tra generazione e carico, dispacciamento economico efficiente e gestione ottimale della richiesta di carico, transizione efficiente tra le due modalità di funzionamento (in isola o Grid-Connected). Il sistema di controllo, come mostrato in Figura 41, è classificato in tre gerarchie: un controllo primario direttamente sul dispositivo, un controllo secondario che gestisce la rete e un controllo terziario che mette in comunicazione il MGCC (MicroGrid Central Controller, che corrisponde al controllore secondario) con la rete di potenza principale.

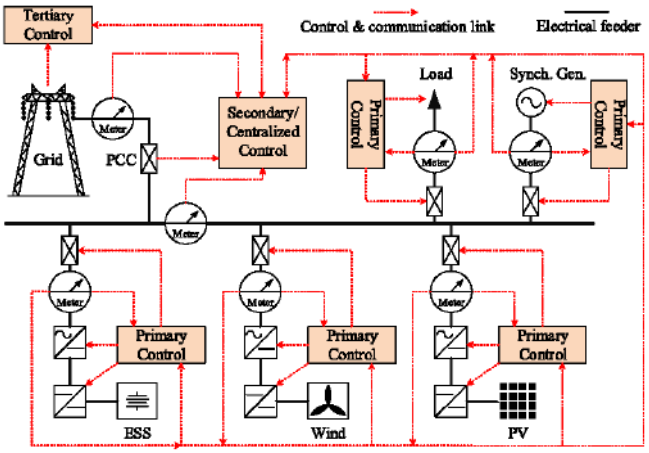


Figura 41. Configurazione tipica di una MicroGrid [41]

Le principali differenze riguardanti lo studio della stabilità delle microreti rispetto al Bulk Power System sono legate alle ridotte dimensioni della rete, alla maggiore concentrazione di FER (cosa che comporta maggiore incertezza e minore inerzia del sistema), minore presenza di reattivo degli alimentatori, limitata capacità di cortocircuito (e quindi un maggiore impatto dei disturbi nella rete), e possibilità di funzionare sia in isola che collegate alla rete di potenza, cosa che porta a dover assumere una strategia di controllo diversa per ciascuna configurazione.
Nel riferimento [42] sono state esposte le principali strategie di controllo per il funzionamento della microrete in modo da definire le funzioni minime da implementare nel sistema SCADA/EMS per raggiungere i livelli di robustezza, resilienza e sicurezza accettabili per tutte le condizioni di funzionamento e durante le transizioni da una modalità di connessione all'altra. Queste funzioni, sintetizzate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**2, vengono brevemente illustrate di seguito.

- **Modalità On-Grid:** in questa condizione di funzionamento, la rete si trova per la maggior parte del tempo nello stato normale, perciò, come per il Bulk Power System [5], le tipiche funzioni di controllo riguardano l'Unit Commitment, il dispacciamento economico, la regolazione della tensione e la gestione della riserva.
- **Modalità di passaggio da funzionamento On-Grid a quello Off-Grid:** questa operazione può avvenire per via di una contingenza (isola di emergenza) o secondo una pianificazione. La transizione deve avvenire perfettamente e quindi è necessario un controllo di tipo adattivo: non-bumpless per l'isola di emergenza, bumpless per l'isola pianificata.
- **Funzionamento in isola:** una volta raggiunta la nuova condizione operativa stabile, la rete funziona nel suo stato normale e quindi le operazioni di controllo da eseguire sono le stesse della modalità On-Grid: dispacciamento economico, regolazione di tensione e frequenza e gestione della riserva.
- **Stato di allerta:** applicando particolari dispacciamenti all'interno della rete funzionante in uno stato operativo normale o sicuro, potrebbe capitare di portare la MicroGrid a dover lavorare in un punto di funzionamento di allerta, in cui si ha un margine di sicurezza particolarmente ridotto. Per questo motivo, qualora dovesse verificarsi un disturbo, si potrebbe entrare nello stato di emergenza o provocare guasti a cascata o blackout. Poiché questa evenienza deve essere ridotta al minimo, viene preventivamente studiata la SSA, per poter poi valutare le strategie di controllo da implementare e attuare a seconda dello stato operativo in cui ci si trova. Questo è l'ambito a cui fa riferimento il modello proposto in questa tesi.
- **Stato di emergenza:** in questo stato alcuni limiti di sicurezza sono stati violati a seguito di una contingenza imprevista e il sistema sta evolvendo verso il collasso. Per evitarlo sono necessarie azioni di controllo correttive estremamente rapide: quella maggiormente efficace prevede il distacco di generazione/carico/accumulo. Questo però non è del tutto efficiente qualora si consideri la sicurezza dinamica del sistema nel funzionamento in isola poiché la quantità di energia da disperdere per ritrovare la stabilità statica potrebbe portare i componenti di rete, praticamente con inerzia nulla, a causare ulteriori perturbazioni sul sistema già stressato, accelerando il collasso.
- **Transizione di sincronizzazione con la rete:** questa fase di riconnessione alla rete principale avviene per via di motivi tecnici o economici. Esistono due categorie di metodi utilizzabili in questo caso: attivi e passivi. In quelli attivi si controllano le potenze attive e reattive dei generatori master o di quelli controllabili al fine di adattare la frequenza della MicroGrid a quella di rete e permetterle di riallacciarsi. Nei metodi passivi, invece, si aspetta semplicemente che i fasori di tensione lato rete e lato microrete siano in fase tra loro per consentire l'allaccio. Quest'ultimo metodo è particolarmente adatto in sistemi con bassa inerzia perché non comporta un controllo sui generatori della rete: forzando i generatori a cambiare il proprio funzionamento, si modifica l'assetto della rete e questo causa disturbi di frequenza e il possibile intervento dei componenti più sensibili.
- **Black-start:** questa modalità consente di riattivare la MicroGrid qualora le azioni di controllo correttive non siano state in grado di sostenere la rete durante il disturbo e che quindi si è spenta. I tipi di controllo sono diversi a seconda che la rete si trovi connessa al Power System o in isola.

Come esposto nei capitoli precedenti, per studiare i cambiamenti della rete, si considera il suo stato transitorio durante un disturbo tramite la DSA, analisi che avviene attraverso la risoluzione di un set di equazioni differenziali che modellano la rete stessa in ogni suo componente. Nei primi istanti di una perturbazione, in una macchina rotante, è l'inerzia meccanica a fornire la differenza di energia richiesta

dal sistema per sostenere le grandezze elettriche, provocando l'accelerazione o riduzione di velocità tramite la variazione di energia cinetica. Nelle microreti, data la scarsa presenza di macchine rotanti e la presenza massiva di dispositivi inverter-based, il sostegno della rete è ricoperto dagli Energy Storage System (ESS), ossia sistemi di accumulo in grado di fornire la cosiddetta "inerzia sintetica" per mantenere istantaneamente il bilancio di potenza e migliorare le performance dinamiche, attraverso una opportuna gestione. Le varie tipologie presenti sono:

- Batterie agli Ioni di Litio (Li-ion);
- Flywheel (FES);
- Super-condensatori;
- Super-conduttori magnetici (SMES);
- Vanadium Redox Battery (VRB);

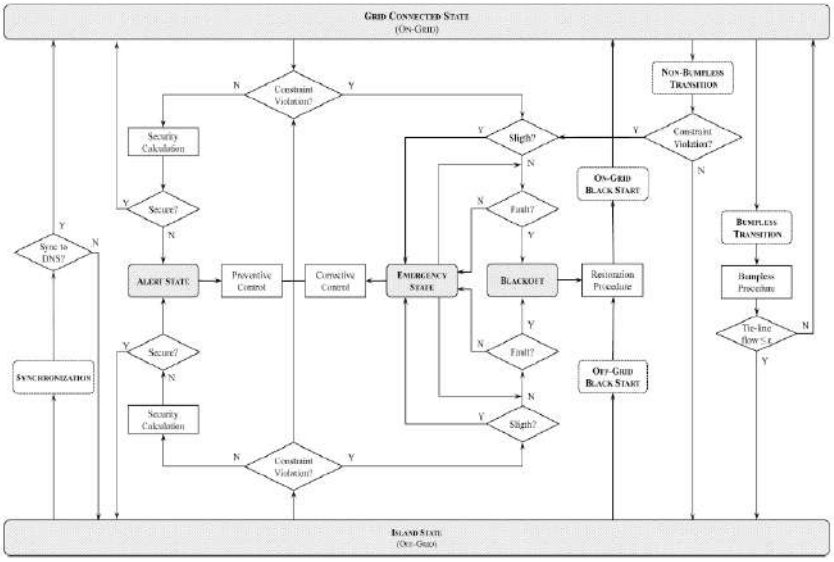


Figura 42 Strategie di controllo dell'EMS relative agli stati operativi della MicroGrid [42]

3.2 APPLICAZIONE DELLA DSA AI CASI STUDIO PROPOSTI IN LETTERATURA

Nel riferimento [43] viene investigata la stabilità dinamica di una micro-rete così costituita:

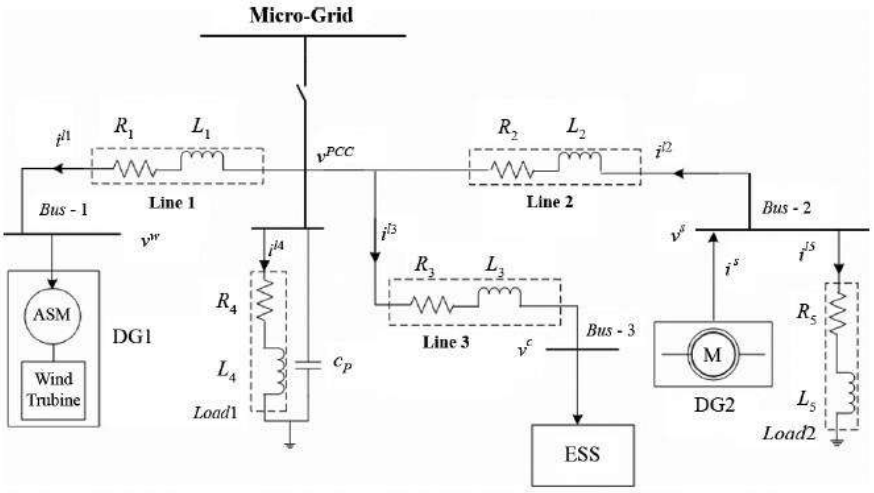


Figura 43. Caso studio Microrete proposta in [43]

La microrete in Figura 43 è connessa alla rete di distribuzione principale tramite PCC ed è formata da un generatore asincrono posto in rotazione da una turbina eolica con regolazione dello stallo DG1, un generatore sincrono con i rispettivi controlli di eccitazione e velocità DG2, un generatore del tipo Voltage Sourced Converter (VSC), con controllo della potenza attiva e reattiva, dove il "motore primo" è dato da un ESS, e due carichi Load1 e Load2.
Lo studio della stabilità della microrete viene effettuata tramite l'analisi alle piccole perturbazioni, vista come l'abilità del sistema di mantenere il sincronismo quando la rete è soggetta a piccoli disturbi.
L'instabilità usualmente assume due forme:

- Aumento costante dell'angolo di rotore a causa della mancanza di coppia di sincronizzazione;
- Oscillazioni rotoriche di ampiezza crescente a causa della mancanza di coppia di smorzamento.

Il comportamento di un sistema dinamico, quale è una microrete, può essere descritto da un set di n equazioni differenziali non lineari del primo ordine:

$$\dot{X} = f(X, u, t) \tag{2}$$

In cui X è il vettore di stato, contenente le variabili di stato, il vettore colonna u rappresenta gli input del sistema, e t,invece, rappresenta il tempo.
Il concetto di "stato di un sistema" è fondamentale, in quanto permette di selezionare la minima quantità di informazioni per rappresentalo.
Poiché, in questo caso, si considerano piccole perturbazioni sulla rete, le equazioni differenziali che descrivono il comportamento dinamico del sistema possono essere linearizzate attorno al punto di lavoro, come esposto di seguito. Sia X_0 il vettore di stato iniziale e u_0 il vettore degli ingressi corrispondente ad un punto di equilibrio della rete, allora:

$$\dot{X_0} = f(X_0, u_0) = 0 \tag{3}$$

A seguito di una perturbazione sul sistema, si avrà:

$$X = X_0 + \Delta x \quad (4)$$

$$u = u_0 + \Delta u \quad (5)$$

Quindi:

$$\dot{X_0} = f[(X_0 + \Delta x,\ u_0 + \Delta u)] \quad (6)$$

Avendo ribadito che le perturbazioni assunte in esame sono piccole, la funzione non lineare $f(X, u)$ può essere espressa in espansioni della serie di Taylor arrestata al primo ordine, cioè alle derivate prime delle funzioni rispetto a ciascuna variabile.

$$\dot{X_i} = f_i(X_0, u_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1}\Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n}\Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1}\Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial u_n}\Delta u_n \quad (7)$$

Le variabili di uscita sono quelle di maggior interesse, in quanto osservabili sul sistema: queste vengono espresse in funzione delle variabili di stato e le variabili di input come segue:

$$y = g(X, u) \quad (8)$$

Per cui, effettuando lo sviluppo in serie di Taylor, come precedentemente svolto per le variabili di stato, si ottiene:

$$y_i = g_i(X_0, u_0) + \frac{\partial g_i}{\partial x_1}\Delta x_1 + \cdots + \frac{\partial g_i}{\partial x_n}\Delta x_n + \frac{\partial g_i}{\partial u_1}\Delta u_1 + \cdots + \frac{\partial g_i}{\partial u_n}\Delta u_n \quad (9)$$

Da cui si deduce:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (10)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (11)$$

Dove:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_n} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial u_n} \end{bmatrix} \quad (12)$$

L'analisi di stabilità dinamica è correlata agli autovalori di queste matrici. Per poter definire se il sistema è dinamicamente stabile o meno, valutando i valori assunti dagli autovalori, si conduce uno studio basato sul primo o il secondo metodo di Lyapunov, come mostrato di seguito.

Gli autovalori della matrice sono parametri scalari λ, tali per cui il prodotto della matrice in esame per i suoi autovettori φ è proprio pari al prodotto degli autovettori per gli autovalori:

$$A \cdot \varphi = \lambda \cdot \varphi \quad (13)$$

In cui A è una matrice $n \times n$, mentre φ è l'autovettore $n \times 1$, con λ scalare. Per trovare gli autovalori, bisogna risolvere il set di equazioni:

$$(A - \lambda I)\varphi = 0 \quad (14)$$

in cui I è la matrice identità utilizzata per consentire la differenza delle matrici. Per una soluzione non banale deve verificarsi:

$$\det(A - \lambda I)\varphi = 0 \tag{15}$$

Per applicare questo metodo al sistema, occorre considerare che ogni generatore si troverà nel proprio sistema di riferimento, ovvero le macchine, internamente, ruoteranno a velocità differenti tra loro, a seconda dell'influenza delle variabili esterne al "sistema macchina" sulle variabili interne. Per permettere di valutare la stabilità complessiva del sistema, e quindi capire come le varie macchine interagiscano tra di loro in presenza della perturbazione, si impone un sistema di riferimento globale, al quale verranno riportate tutte le grandezze delle macchine generatrici presenti nel sistema tramite la matrice di trasformazione in (16).

$$T = \begin{bmatrix} \cos\delta_n & -\sin\delta_n \\ \sin\delta_n & \cos\delta_n \end{bmatrix} \tag{16}$$

Si definiscono quindi i modelli matematici dei dispositivi presenti in [43].
Il modello matematico completo della macchina sincrona DG2 [44] è dell'ottavo ordine, ossia le relazioni tra le variabili interne ed esterne alla macchina sono definite tramite otto equazioni differenziali del primo ordine. Nel caso della macchina sincrona, le otto equazioni differenziali, rappresentano un modello molto articolato e tanto oneroso dal punto di vista computazionale da non consentire di ottenere dei risultati in un lasso di tempo breve. Per questo motivo, si introducono delle semplificazioni:

- Non vengono considerati gli effetti trasformatorici, cioè i transitori del rotore, in quanto originano f.e.m. molto piccole rispetto alle rotazionali;
- Si considerala frequenza di rotazione del rotore circa pari a quella di sincronismo (condizione verificata quando la velocità di rotazione meccanica del rotore ω_r uguaglia la velocità di rotazione delle grandezze elettriche ω_e);
- Si trascurano gli effetti smorzanti lungo l'asse d e si considera la presenza di un unico avvolgimento smorzatore lungo l'asse q;

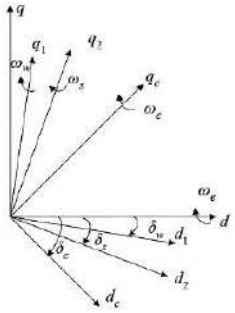


Figura 44. Sistema di riferimento globale di una microrete [43]

Si ottiene, in questo modo, un modello del quarto ordine così costituito:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \tag{17}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2H}[P_m - P_e] \tag{18}$$

$$\frac{dE_q}{dt} = -\frac{1}{T_{d0}}E_q - \frac{1}{T_{d0}}(X_d - X'_d)I_d + \frac{1}{T_{d0}}E_f \tag{19}$$

$$\frac{dE_d}{dt} = -\frac{1}{T_{q0}}E_d - \frac{1}{T_{q0}}(X_q - X'_q)I_q \quad (20)$$

Il modello alle variabili di stato, che rappresenta il numero minimo di variabili utili a descrivere il comportamento della macchina sincrona, è:

$$\dot{X} = f(X, V_{DQ}, u) \quad (21)$$

$$I_{DQ} = Y(\delta) * V_{DQ} + I_{CC}(x) \quad (22)$$

In cui I_{DQ} rappresenta il modo con cui la macchina interagisce con il mondo esterno, ovvero come i flussi di corrente e quindi di potenza nelle linee di collegamento influenzano il sistema. Queste sono, come si nota, funzione delle variabili interne $I_{CC}(x)$ e dell'effetto che la rete ha sulle varie macchine tramite le tensioni V_{DQ}.

A queste equazioni descrittive il comportamento della macchina, vanno aggiunte le equazioni che descrivono il comportamento dei controllori di tensione e velocità per ottenere il modello generale della macchina: questo risulta dell'ottavo ordine, poiché alle quattro equazioni ricavate precedentemente, vanno aggiunte due equazioni differenziali che descrivono il controllore di tensione della macchina e due che descrivono il controllore di velocità.

La rappresentazione generale alle variabili di stato è:

$$\dot{X} = AX + Bu(X, V_{DQ}, r) \quad (23)$$

$$I_{DQ} = Y(\delta) * V_{DQ} + I_{CC}(x) \quad (24)$$

Il generatore asincrono DG1, che converte l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica, all'interno del modello descritto tramite equazioni alle variabili di stato, presenta un termine definito scorrimento, dato dalla differenza di velocità per via dall'asincronismo:

$$s = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e} \quad (25)$$

La modellazione della macchina statica è mostrata nel prossimo caso studio, ma si può anticipare che, oltre a modellare la parte di potenza che si interfaccia con la rete, occorrerà modellare e portare in conto anche la parte di controllo.

Modellata la rete, si può procedere con l'analisi degli autovalori per investigare la stabilità dinamica della microrete. I margini di stabilità e le corrispondenti strategie operative possono essere ottenute tracciando il luogo delle radici degli autovalori, andando a variare i parametri di sistema: tramite un'analisi di sensitivity (sensibilità), si valuta l'andamento degli autovalori nel luogo delle radici alla variazione dei set point di potenza generata dei vari generatori o assorbita dai vari carichi, valutando la stabilità del sistema.

In conclusione, per questo primo caso studio, si mostra come l'affidabilità di una microrete migliori notevolmente inserendo sistemi di accumulo dell'energia in grado di compensare gli sbilanciamenti istantanei provocati dalle generazioni intermittenti, che nel caso specifico corrispondono alla fonte eolica.

Anche in [45] viene valutata l'analisi alle piccole perturbazioni. In un sistema di potenza interconnesso, una grande sezione del sistema può essere rappresentata da un BUS infinito (ossia di potenza infinita) con una frequenza base costante con una buona approssimazione. Invece, in un sistema isolato, le escursioni di frequenza sono dovute a continui disturbi, come la variazione della generazione o del carico. Il caso

studio prevede una microrete con due generatori distribuiti, una macchina sincrona ed un'unità elettronica, su cui si svolge un'analisi nel caso di funzionamento autonomo del sistema.
La Figura 46 considera un sistema radiale a valle del trasformatore con una tensione da 13.8KV, costituito da tre linee di distribuzione, connesse alla rete di distribuzione a 69KV, con una potenza di cortocircuito da 1000MVA. DG1 (con una taglia di 5 MVA) è una macchina sincrona con eccitazione e gestione della velocità, DG2 (con una taglia di 2.5 MVA) presenta un VSC che interfaccia una sorgente primaria con il sistema di potenza.
Il funzionamento del sistema, come già detto, è in modalità stand-alone, per cui entrambi i generatori dovranno compensare le variazioni di carico per mantenere la frequenza in condizioni standard tra 59.3 – 60.5 Hz (considerando la frequenza tipica di un sistema americano) e, in condizioni transitorie, questa potrà variare da 57 – 60.5 Hz. Istantaneamente, la potenza attiva e quella reattiva saranno fornite dalla tecnologia inverter based, per la sua elevata velocità di risposta; in un tempo più ampio, interviene il generatore sincrono, che, essendo una macchina rotante, garantisce una determinata stabilità dell'angolo di rotore.

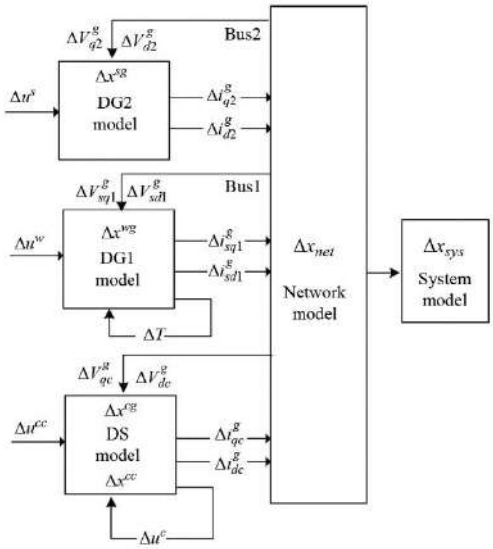


Figura 45. Diagramma a blocchi del modello globale alle piccole perturbazioni [43]

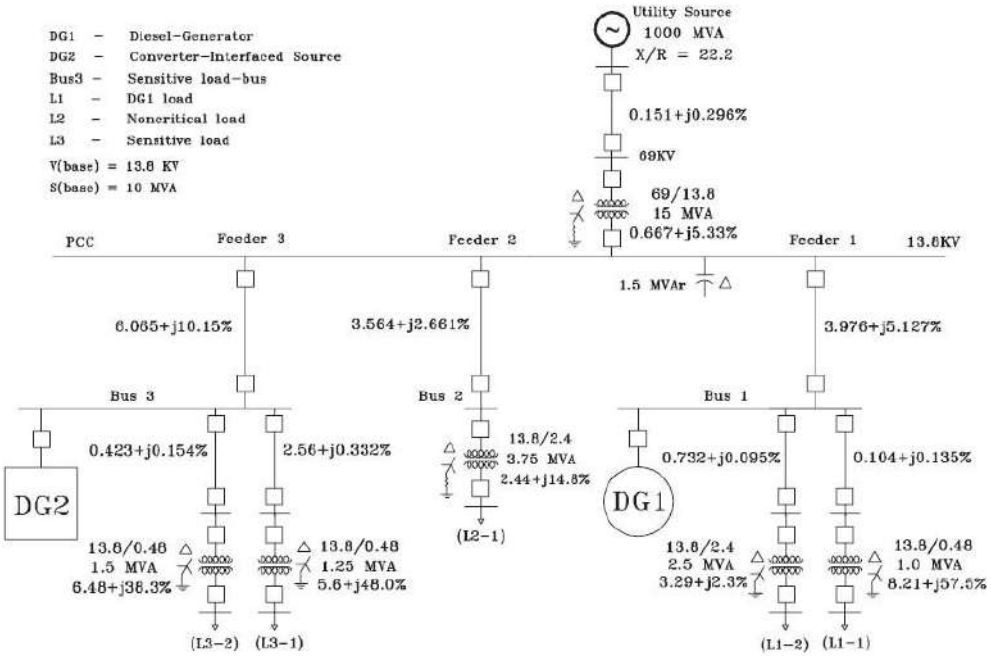


Figura 46. Caso studio microrete proposta in [45]

Per effettuare un'analisi alle piccole perturbazioni, si linearizza il modello matematico fermando la serie di Taylor alla prima iterazione.
Le equazioni differenziali della macchina sincrona sono quelle descritte in (23), mentre, per il modello del generatore statico, occorre considerare la parte di controllo e la parte di potenza.
Per valutare la stabilità del sistema al quale si interfacciano generatori statici, tutte le macchine vengono considerate in un unico sistema di riferimento, quindi si utilizza la (16).
Il modello del convertitore statico, partendo dal suo circuito di potenza è:

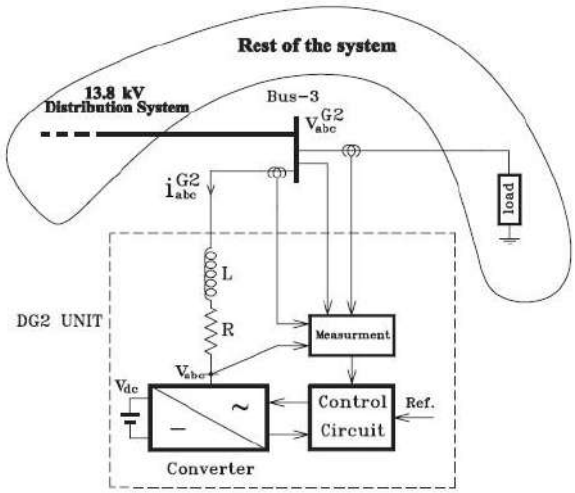


Figura 47. Circuito di potenza DG2 [45]

$$V_{abc} = -RI_{abc}^{G2} - L\frac{d}{dt}\left(I_{abc}^{G2}\right) + V_{abc}^{G2} \tag{26}$$

Dove V_{abc} è la tensione ai capi del generatore, I_{abc}^{G2} è la corrente che scorre nella linea di collegamento dal generatore statico al Bus-3, mentre V_{abc}^{G2} è la tensione ai capi della sbarra.
Da questa equazione si determina $\frac{d}{dt}\left(I_{abc}^{G2}\right)$ per ottenere la modellazione della parte di potenza.
Per la parte di controllo, invece si considera la Figura 48. Il sistema di controllo include due anelli di controllo per la corrente del convertitore, tramite le componenti I_{d2}^{G2} e I_{q2}^{G2} si quantifica il valore di corrente da immettere in uscita alla macchina, due anelli di corrente interni I_{d2}, I_{q2}, correnti in uscita dal filtro passa-basso per filtrare le armoniche del convertitore. Tramite un PID, un controllore ad azione proporzionale, integrativa e derivativa, si correggono i valori delle correnti in ingresso al sistema tramite l'errore valutato in funzione dei valori in uscita dall'inverter. L' equazione differenziale per la parte di controllo è:

$$\frac{d}{dt}(I^{G2}) = -\frac{R}{L}I^{G2} + \frac{1}{L}V' \tag{27}$$

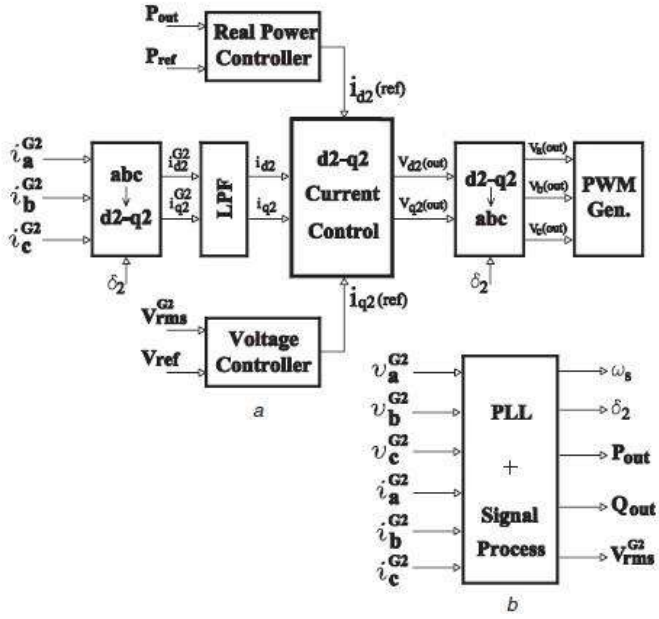


Figura 48. Circuito di controllo DG2 [45]

Il modello alle variabili di stato della parte di potenza del convertitore DG2 è ottenuto trasformando (11) nel sistema globale d-q, come si può notare da Figura 44, e linearizzando le equazioni nell'intorno di un punto operativo. Si ottiene:

$$\Delta\dot{X}_{G2} = A_{G2}\Delta X_{G2} + B_{G2}^{V'}\Delta V' + B_{G2}^{V}\Delta V^{G2} + B_{G2}^{\omega}\Delta\omega_S \tag{28}$$

Il modello alle variabili di stato della parte di controllo del generatore DG2 è:

$$\Delta\dot{X}_C = A_C\Delta X_C + C_{G2}\Delta X_{G2} + C_{G2}^{V}\Delta V^{G2} + C^{V}\Delta V + C_{G2}^{u}\Delta u_{G2} \tag{29}$$

Il modello dinamico della rete lo si ottiene linearizzando la (9).
Il modello dell'intero sistema alle variabili di stato si ottiene combinando i modelli delle due macchine linearizzate con il modello di rete.
Dopo aver determinato il modello e imposto gli ingressi, si può effettuare l'analisi alle piccole perturbazioni, facendo uno studio sugli autovalori: se il sistema presenta autovalori con parte reale negativa, la sua risposta a piccole variazioni dell'ingresso risulta asintoticamente stabile.
In [46] viene analizzata una microrete che comprende un sistema di distribuzione in bassa tensione, sorgenti di energia distribuita, dispositivi di accumulo e carichi controllabili.

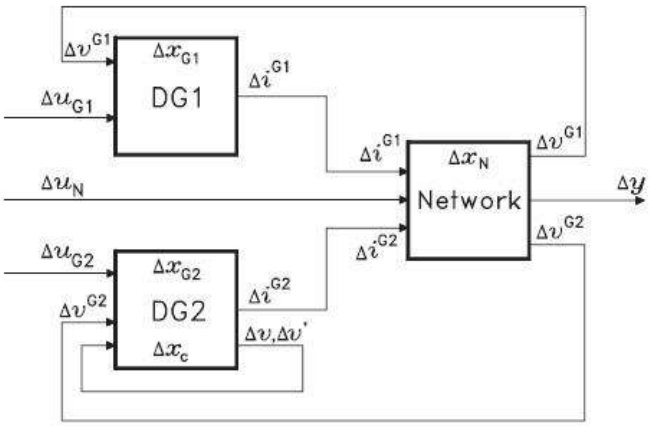


Figura 49. Diagramma a blocchi del modello alle variabili di stato [45]

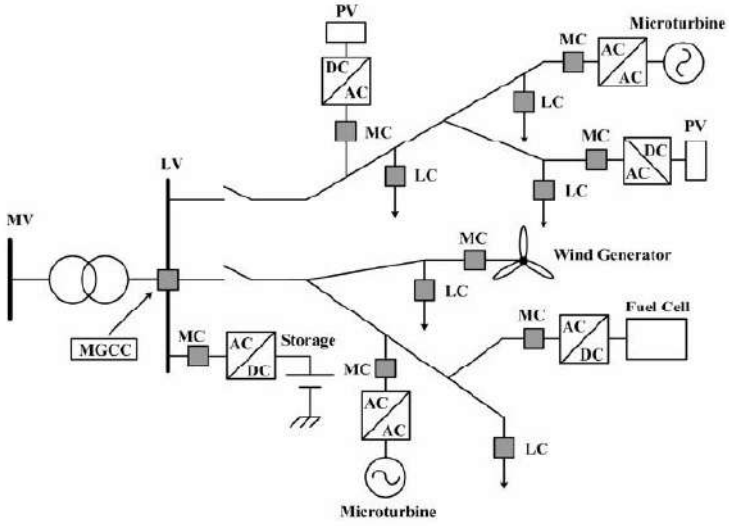


Figura 50. Caso studio 3 microrete [46]

Il controllo della frequenza nelle reti della tipologia studiata finora, quando il sistema passa ad uno stato operativo isolato, diventa un problema importante a causa di una lenta risposta delle sorgenti, ma, soprattutto, a causa dell'inesistente massa rotante direttamente connessa alla rete. Per un guasto sulla MV (Medium Voltage), il sistema, andando in isola a causa dell'intervento dello Static Switch (SS), può avere uno sbilanciamento tra generazione e carico, con conseguente abbassamento o innalzamento della

frequenza. Se la generazione non riesce a soddisfare il carico, un opportuno metodo contro il collasso della microrete è un efficiente meccanismo di load shedding che consenta di ridurre adeguatamente la richiesta di potenza da parte dei carichi affinché si ristabilisca l'equilibrio.
Nella gestione online del meccanismo di load shedding si richiede una dettagliata conoscenza del comportamento dinamico della microrete in ogni specifico scenario, adottando indici prestazionali che aiutino nella comprensione dello stato della MG (MicroGrid).
Strumenti utili per valutare velocemente e in tempo reale problemi dinamici ed in grado di fornire supporto nella gestione del sistema sono le ANN, le cui funzioni nella DSA possono essere riassunte come segue:

- Identificazione del problema di sicurezza dinamica: tramite simulazioni nel dominio del tempo, si identificano le situazioni per le quali il sistema potrebbe essere instabile;
- Generazione di set di dati che mostrino la relazione tra condizione operativa e comportamento del sistema;
- Progettazione della struttura di sicurezza tramite selezione degli input alla ANN tra le variabili in grado di caratterizzare il comportamento della rete, comprendendo variabili controllabili;
- Definizione di azioni di controllo preventive: attraverso il set di variabili controllabili, si può preventivamente implementare un'azione di controllo che disinneschi l'eventuale condizione di funzionamento insicura.

Per evitare il collasso di una microrete durante passaggio da grid connected a isola bisogna fare in modo di avere energia a sufficienza accumulata: per esempio, in [46] la compensazione immediata dello sbilanciamento di frequenza derivante dal disturbo viene garantita grazie al FESS. Un indice adatto a valutare la sicurezza della MG è, dunque, l'energia necessaria da immettere per bilanciare il carico durante un predefinito disturbo: secondo questo indice prestazionale, la MG sarà considerata insicura se l'energia necessaria a ristabilire l'equilibrio a seguito di un determinato disturbo è maggiore della capacità del dispositivo di accumulo presente nella rete.
Per poter predire il valore dell'energia che la flywheel dovrà immettere nel sistema, occorre innanzitutto valutare la relazione tra parametri operativi della MG nella situazione di pre-contingenza. L'uscita della ANN sarà l'energia E immessa dal FESS durante un intervallo di due minuti susseguente l'andamento in isola. Se la rete neurale dovesse determinare una condizione operativa instabile, si dovrà considerare l'energia massima $\mathrm{E_{max}}$ che il FESS può erogare:

$$\mathrm{E} < \mathrm{E_{max}} \tag{30}$$

Se non si dovesse riuscire a rispettare questa condizione, l'ANN dovrà calcolare il valore minimo di carico da disalimentare per rientrare all'interno di questa condizione.
Con il crescente aumento della generazione distribuita, cresce anche il numero di microreti presenti sul territorio, dunque in [47] si propone l'interconnessione di più MGs con l'obiettivo di ridurre il numero di punti di connessione con la rete, avendo un unico operatore per la gestione dei flussi con il DSO. Un'eccessiva interazione tra microreti, molto probabile in questa configurazione, potrebbe provocare oscillazioni di potenza e perdita del sincronismo qualora tutte le MG fossero stabilizzate individualmente. Bisogna quindi ricercare un metodo per la stabilizzazione di questo tipo di sistemi: in [47], considerando coppie di MGs, ne sono mostrati due, uno basato su Linear Matrix Inequalities (LMI) e uno sulla teoria dei sistemi dissipativi, come illustrato di seguito.

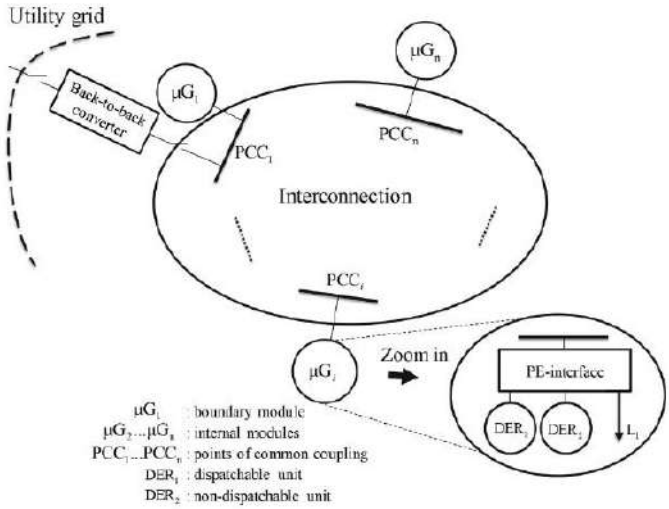


Figura 51. Diagramma schematico di più microreti interconnesse [47]

In Figura 51 sono rappresentate le varie MG interconnesse tra di loro tramite linee di distribuzione e all'unico PCC. In particolare, la microrete 1 è in parallelo con la rete per mezzo di un convertitore Back to back, che è il tipo di connessione utilizzato per:

- Garantire il funzionamento sicuro dei carichi sensibili/critici;
- Ridurre le fluttuazioni di potenza causate dalla generazione intermittente.

Per effettuare la valutazione della stabilità, si inizia con il considerare le classiche equazioni del generatore sincrono associate ai convertitori statici, come visto in (28), (29).

Nei sistemi che utilizzano la generazione distribuita, le condizioni di instabilità insorgono principalmente per tre motivi:

- Risposta ultrasensibile della generazione distribuita ai disturbi locali;
- Interazione instabile tra le DERs;
- Interazione stabile tra le DERs;

Se le prime due possono essere corrette semplicemente stabilizzandole localmente dall'energy manager di zona, per il terzo scenario si utilizza un criterio per la stabilità dei grandi sistemi.

Il primo criterio proposto consiste nell'utilizzo di LMI, utilizza come risolutore Lyapunov e combina le equazioni (28) e (29) ottenendo:

$$\dot{X}_i = A_i X_i + B_i u_i \quad (31)$$

$$Y_i = X_i \quad (32)$$

Dove A e B sono delle matrici diagonali.

Inglobando tutte le microreti poste sotto l'unico punto di connessione comune, la formulazione analitica del modello sarà:

$$\dot{X}_i = AX + Bu \quad (33)$$

$$u = -HX \quad (34)$$

Dove H è la matrice jacobiana del Power Flow, ottenuta considerando la matrice delle ammettenze nodali del sistema.
La stabilità del sistema può essere analizzata valutando, nell'espressione (32), gli autovalori della matrice:

$$\mathrm{A_F} = \mathrm{A} - \mathrm{BH} \tag{35}$$

Se gli autovalori calcolati presentano parte reale negativa, il sistema può essere definito asintoticamente stabile. Poiché un sistema così complesso, composto da così tanti elementi, è rappresentato da espressioni matriciali di notevoli dimensioni, non è semplice determinare gli autovalori della matrice (34). Per questo motivo, l'analisi di stabilità può essere effettuata avvalendosi del teorema di Lyapunov, per il quale un sistema è considerato stabile se:

$$\mathrm{A_F^T P} + \mathrm{P A_F} < 0 \tag{36}$$

Il secondo criterio esposto in [47] per la valutazione online della stabilità, adotta una generalizzazione del teorema di Lyapunov tramite la teoria dei sistemi dissipativi. Prima di studiare il metodo, si definisce un coefficiente di interazione λ che rappresenta un limite superiore di accoppiamento tra i vari moduli per una specifica condizione di funzionamento. Quindi, questo è un criterio distribuito nel senso che richiede ad ogni modulo della microrete di fornire la sua stabilità interna, tramite appunto il proprio coefficiente di interazione. Dopo di che, la stabilità generale può essere studiata in questo modo:

$$\mathrm{A_i Q_i} + \lambda_{\max}\mathrm{I} = \begin{bmatrix} -\mathrm{D_{\theta_i}} + \lambda_{\max} & 0 \\ 0 & -\mathrm{D_{V_i}} + \lambda_{\max} \end{bmatrix} \tag{37}$$

Considerando la valutazione della stabilità su due livelli, essa riduce l'ordine computazionale per il calcolo della matrice (34). Infatti, considerando un sistema costituito da un numero m di MGs, l'onere computazionale passa da $\mathrm{O}(\mathrm{m}^3)$ a $\mathrm{O}(\mathrm{m}^{2.1})$ adottando questa tecnica.

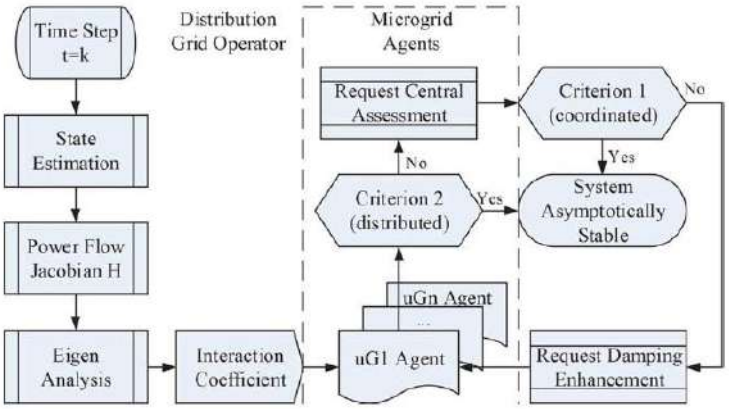


Figura 52. Valutazione della stabilità su due livelli [47]

In Figura 52 è mostrata una sintesi della valutazione della stabilità sui due livelli. Partendo con l'acquisizione dei dati da parte di un sistema di supervisione (SCADA) si ottengono le misure o la stima

delle condizioni operative di sistema in real time e, insieme alla valutazione topologica (con i parametri delle linee conosciute a priori), si può calcolare la matrice estesa di Power Flow H. Successivamente, il coefficiente di interazione λ viene calcolato da ogni agente di "modulo" (MG) e la sua stabilità viene valutata in base al criterio della stabilità distribuita. Viene poi inviato un segnale all'agente di microrete con il relativo valore di λ nel momento in cui il criterio non viene soddisfatto.
L'energy manager centrale avvia l'analisi di stabilità: nel caso in cui questa non sia rispettata, invia dei segnali di miglioramento dello smorzamento al gestore locale e il ciclo si ripete fino a che non viene rispettata la condizione di stabilità.

CAPITOLO 4. METODO GENERALE ADOTTATO PER SSA E DSA

Il metodo adottato per la SSA della Smart MicroGrid è di tipo preventivo, ossia da svolgere offline, in modo che il sistema di controllo nel quale verrà implementata la strategia proposta sappia già, prima che si verifichi il disturbo, in quale direzione muoversi per non innescare un blackout parziale o totale. In sistemi ad inerzia molto bassa o nulla, quelli in cui non sono presenti molte masse rotanti, ma piuttosto dispositivi inverter-based, non è opportuno applicare valutazioni di sicurezza di tipo correttivo da svolgere online, perché in caso di disturbo il punto di funzionamento evolve troppo velocemente e risulta impossibile correggere tempestivamente la sua direzione per evitare il blackout.
Viene quindi utilizzato un approccio di tipo probabilistico nell'analisi di Load Flow per addestrate la tecnica di Machine Learning utilizzata: vengono generati casualmente valori di potenza (relativi alle unità presenti nella rete) all'interno dei limiti imposti dalla propria curva di capability. In questo modo si ha un numero di combinazioni di potenze associate a ciascun nodo di rete che definisce un assetto di rete differente e, per ognuno di essi, si identificano i valori delle grandezze in base alle quali definire la stabilità di rete (stabilità di tensione, stabilità di angoli di rotore, ecc..) a seconda che si voglia studiare la sicurezza statica o dinamica.
Ottenuto un gruppo di punti di funzionamento probabili, si scindono nell'iperspazio quelli dal comportamento stabile (in cui i vincoli di sicurezza non sono violati) da quelli instabili.
La nuvola di punti dal comportamento stabile viene racchiusa in una superficie n-dimensionale, un ellissoide a minimo volume (MVEE). Essendo però una figura geometrica regolare, al suo interno si troveranno la maggior parte dei punti funzionamento stabili e alcuni punti di funzionamento che non lo sono.
Si procede al raggruppamento di questi punti di funzionamento instabili in ulteriori ellissoidi a minimo volume secondari più piccoli. Questi saranno definiti tramite l'algoritmo del K-means e in numero ricavato tramite metodo Elbow. Intersecando quindi il MVEE principale con quelli secondari, si ottiene la frontiera di sicurezza della Smart MicroGrid, ossia quello spazio all'interno del quale qualsiasi punto di funzionamento del sistema porta ad un esercizio che rispetti i vincoli di sicurezza: maggiore è la distanza del punto di funzionamento effettivo del sistema dalla frontiera e più lontani si è dalla condizione di insicurezza.
Viene poi implementato un margine di sicurezza che restringa lo spazio considerato sicuro e all'interno del quale si è certi di non poter scivolare in situazioni d'instabilità. Questo perché può capitare che il punto operativo stabile e sicuro si trovi molto vicino alla frontiera e quindi potrebbe facilmente portarsi in configurazioni inaccettabili.
Qualora dalle misure di rete si rilevi un punto di funzionamento sicuro perché interno alla prima frontiera calcolata, ma eccedente questo margine, si tenterà di riportare la rete all'interno della nuova frontiera di stabilità tramite la tecnica della minima distanza, in modo da modificare al minimo possibile l'assetto di rete, variando nel minor modo possibile il dispacciamento economico in atto. Si cerca, cioè, un nuovo punto di funzionamento che sia il più vicino possibile a quello attuale (che però non soddisfa il margine di sicurezza scelto) e che sia interno o al più sulla nuova frontiera calcolata. Viene, infine, testata la sicurezza del nuovo punto di funzionamento in modo da essere certi di spostare la rete in una condizione operativa maggiormente sicura rispetto alla precedente e per farlo, si valutano i valori assunti dalle grandezze usate per stabilire la sicurezza nella nuova condizione.
Di seguito sono riportati nel dettaglio i passaggi del metodo proposto.

4.1 LOAD FLOW

Il Load Flow (o Power Flow) è uno strumento utilizzato per analizzare e valutare la pianificazione e l'esercizio dei sistemi di alimentazione in un intervallo di tempo prefissato, in genere giornaliero. Esso sfrutta i valori delle potenze dei generatori e le richieste del carico nelle varie configurazioni di rete, per calcolare gli stati del sistema: una volta ottenuti i valori delle tensioni ai nodi di rete, tramite la matrice delle ammettenze nodali, si ricavano i flussi di potenza lungo le linee.

4.1.1 FORMULAZIONE GENERALE DI LF

Una rete composta da n nodi presenta una matrice di ammettenza nodale composta da i=1, …, n righe e k=1, …, n colonne. Essendo la potenza apparente all'i-simo nodo esprimibile come:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \tag{38}$$

in cui le correnti ai nodi, prese con i segni relativi alla convenzione del metodo nodale, ossia considerate positive se iniettate e negative se drenate, sono esprimibili come:

$$I_i = \sum_{k=1}^{n} Y_{ik} \cdot V_k \tag{39}$$

La (38) quindi diventa:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot \left(\sum_{k=1}^{n} Y_{ik} \cdot V_k \right)^* = V_i \cdot \sum_{k=1}^{n} {Y_{ik}}^* \cdot {V_k}^* \tag{40}$$

in cui:

- $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ – in cui G=conduttanza di linea, B=suscettanza di linea;
- $\overline{V_i} = |V_i| \cdot e^{j \cdot \theta_i}$ – in cui $|V_i|$=modulo della tensione al nodo i-simo, θ_i=fase della tensione al nodo i-simo;
- $e^{j \cdot \theta_i} = \cos \theta_i + j \cdot \sin \theta_i$;
- $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ = differenza di fase tra i due nodi;

E la (40) si modifica ulteriormente in:

$$\begin{aligned} S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot \sum_{k=1}^{n} {Y_{ik}}^* \cdot {V_k}^* = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot e^{j \cdot \theta_{ik}} \cdot (G_{ik} - jB_{ik}) \\ = \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (\cos \theta_{ik} + j \cdot \sin \theta_{ik}) \cdot (G_{ik} - jB_{ik}) \end{aligned} \tag{41}$$

Le equazioni di Load Flow si ottengono separando parte reale e parte immaginaria della (41), esprimendo il bilancio delle potenze (il pedice G sta per generazione e D sta per drenaggio):

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (G_{ik} \cdot \cos\theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin\theta_{ik}) = (P_{Gi} - P_{Di}) \\ \sum_{k=1}^{n} |V_i| \cdot |V_k| \cdot (G_{ik} \cdot \sin\theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos\theta_{ik}) = (Q_{Gi} - Q_{Di}) \end{cases} \tag{42}$$

Si fissa una sbarra come slack bus, ossia una sbarra di conguaglio, riferimento unico per la rete che consente di considerare anche le perdite.
Assumendo che la sbarra di slack sia la n. 1, il vettore delle incognite, che contiene le tensioni in modulo e fase, e il vettore rappresentativo delle equazioni ai singoli nodi di rete saranno espressi come in (43) e (44).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \dots \\ \theta_n \\ |V_2| \\ \dots \\ |V_n| \end{bmatrix} \tag{43}$$

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} P_2(\mathbf{x}) - P_{G2} + P_{D2} \\ \dots \\ P_n(\mathbf{x}) - P_{Gn} + P_{Dn} \\ Q_2(\mathbf{x}) - Q_{G2} + Q_{D2} \\ \dots \\ Q_n(\mathbf{x}) - Q_{Gn} + Q_{Dn} \end{bmatrix} \tag{44}$$

Una volta fissate la slack bus e le variabili iniziali del problema, la risoluzione generalmente avviene, come precedentemente detto, tramite il metodo iterativo di Newton-Raphson, illustrato di seguito.
Si parte fornendo una condizione all'iterazione iniziale (initial guess, con ν = numero iterazione = 0) $\mathbf{x}^0$, che generalmente rappresenta la condizione di flat start (rete scarica). Ad ogni iterazione viene calcolata la nuova soluzione andando a linearizzare attorno al punto di funzionamento trovato nell'iterazione precedente:

$$\mathbf{x}^{(\nu+1)} = \mathbf{x}^{(\nu)} - \left[\mathbf{J}\left(\mathbf{x}^{(\nu)}\right)\right]^{-1} \cdot \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(\nu)}) \tag{45}$$

in cui $\left[\mathbf{J}\left(\mathbf{x}^{(\nu)}\right)\right]^{-1}$ corrisponde all'inversa della matrice jacobiana calcolata nel punto di funzionamento ottenuto nell'iterazione ν-sima. L'operazione di inversione di questa matrice è piuttosto onerosa dal punto di vista computazionale, nonostante sia una matrice molto sparsa per via della sparsità della matrice di ammettenza nodale da cui deriva. La grande quantità di calcoli richiesta per questo metodo, quindi lo rende particolarmente non idoneo in applicazioni real time, ma è comunque molto utilizzato per analisi preventive.

La matrice jacobiana è composta da elementi ottenuti derivando le equazioni di Load Flow rispetto alle incognite del problema:

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_n} \end{bmatrix} \tag{46}$$

in cui $f_i(\mathbf{x})$ corrisponde all'i-sima riga del vettore $\mathbf{f}(\mathbf{x})$, ossia esprime le relazioni di potenza attiva o reattiva all'i-simo nodo, mentre x_i corrisponde all'i-simo elemento del vettore delle incognite (ossia modulo o fase della tensione all'i-sima sbarra).
Questo Load Flow è di tipo deterministico, ossia dà per scontato di conoscere esattamente i valori di potenza attiva e reattiva in gioco ad una sbarra, mentre nella realtà non è così o, meglio, dovrebbe tener conto delle incertezze dei sistemi di alimentazione. Queste sono dovute, ad esempio, a interruzioni, variazioni dell'assetto di rete, nella generazione delle FER o nella richiesta del carico e, per far fronte a questo inconveniente, si può pensare di adottare un approccio di tipo probabilistico nella risoluzione di questo problema, ossia il Probabilistic Load Flow (PLF).

4.2 ANALISI DEI PUNTI DI FUNZIONAMENTO

Una volta svolta l'analisi di Load Flow, si hanno in uscita i valori di tensione in modulo e fase per ciascuna sbarra e i flussi di potenza su ciascuna linea, corrispondenti a un determinato set di valori (gli ingressi del problema) di potenza attiva e reattiva relative a quella specifica sbarra.
Se m è il numero dei Load Flow svolti, si ottengono m punti di funzionamento a cui sono associati i relativi valori di P, Q, e tensione in modulo e fase specifici per quel determinato caso. Questi punti possono essere rappresentati nello spazio n-dimensionale, in cui ogni dimensione rappresenta una variabile di stato che definisce il punto in esame. Vettorialmente questi m punti sono rappresentabili come la matrice $n \times m$ (n=numero di variabili caratteristiche che definiscono il punto di funzionamento; m= numero di Power Flow effettuato in funzione delle m variabili in ingresso che sono scelte in modo random):

$$\mathbf{X}_p = [\mathbf{X}_{p1}, \mathbf{X}_{p2}, \dots, \mathbf{X}_{pm}] \tag{47}$$

in cui le colonne sono i vettori in (48).

$$\mathbf{X}_{pi} = \begin{bmatrix} P_{pi} \\ Q_{pi} \end{bmatrix} \epsilon \mathbf{R}^n \tag{48}$$

Si consideri un singolo componente della rete in grado di scambiare potenza attiva e reattiva, i cui valori, interni alla propria curva di capability, costituiscono il set di dati in ingresso al Load Flow.
I punti di funzionamento saranno rappresentabili nello spazio come in Figura 53 relativa ai risultati ottenuti analizzando una singola sbarra della microrete, quindi un unico dispositivo.

Questi punti saranno sicuramente all'interno del range di potenza erogabile o drenabile da quella determinata sbarra, perché sono stati generati a partire da un set di input casuali, ma all'interno della propria curva di capability.
Quello che invece non è certo è il rispetto dei vincoli di sicurezza: a seconda del fatto che si voglia studiare il comportamento statico o quello dinamico, ciascun punto di funzionamento viene sottoposto ad una diversa analisi in modo da poter stabilire se rappresenti una condizione operativa stabile o instabile. Questa distinzione è maggiormente chiarita nell'immagine: i punti di funzionamento stabili sono rappresentati in blu, quelli instabili, ossia quei punti in cui le grandezze elettriche relative alla sbarra del dispositivo in esame violano i limiti di sicurezza, sono cerchiati di rosso.
L'analisi di sicurezza parte quindi dal raggruppamento e dalla separazione dei punti di funzionamento stabili da quelli instabili attraverso superfici n-dimensionali. Queste vengono ricavate tramite il metodo spiegato nel paragrafo seguente.

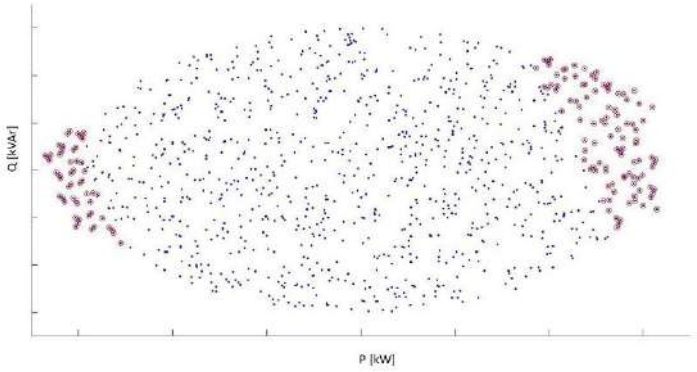


Figura 53. Rappresentazione dei punti di funzionamento relativi ad un solo dispositivo di rete ricavati dall'analisi di Load Flow. Distinzione dei punti stabili (in blu) e instabili (cerchiati di rosso)

4.2.1 MVEE

Il CELL (Characteristic ELLipsoid) è una superficie chiusa multidimensionale di secondo ordine che racchiude una parte dei punti di funzionamento della rete. Lo scopo è definire la superficie minima che racchiude tutti i punti di funzionamento stabili trovati con l'analisi di sicurezza utilizzata nel passaggio precedente e quindi occorre passare alla realizzazione dell'ellissoide a minimo volume (Minimum-Volume-Enclosing Ellipsoid – MVEE) [23].
A partire dalla matrice dei punti di funzionamento $\mathbf{X}_{\mathrm{p}}$trovato, si definisce l'equazione del CELL come:

$$\mathbf{E}_{\mathbf{A},\mathbf{c}}: = \left\{\mathbf{X}_{\mathrm{pi}} \epsilon \mathbf{R}^{\mathrm{n}} | \left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}} - \mathbf{c}\right)^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{A} \cdot \left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}} - \mathbf{c}\right) \leq 1\right\} \tag{49}$$

in cui $\mathbf{c}$ è il vettore rappresentativo delle coordinate del centroide dell'ellissoide ed $\mathbf{A}$ è la matrice che fornisce forma e orientamento del CELL. Trovare il MVEE di una matrice assegnata di punti $\mathbf{X}_{\mathrm{p}}$, significa

risolvere un problema di ottimizzazione in cui si minimizza il volume del CELL, che è strettamente legato al determinante della matrice **A,** come mostra la (50).

$$\mathrm{Vol}(\mathbf{E}_{\mathbf{A},\mathbf{c}}) = \frac{\pi^{n/2}}{\Gamma(\frac{n+2}{2})} \frac{1}{\sqrt{\det \mathbf{A}}} \tag{50}$$

Nell'espressione, $\Gamma(\cdot)$ è la funzione gamma standard.
In definitiva, occorre trovare un vettore $\mathbf{c}$ (n- dimensionale) e una matrice $\mathbf{A}$ di dimensioni n x n, definita, positiva, simmetrica il cui determinante sia massimo. Questa operazione di ottimizzazione viene ripetuta per ogni punto di funzionamento nel vettore $\mathbf{X}_p$, per poi ottenere il minimo volume dell'ellissoide, che è inversamente proporzionale alla radice quadrata del determinante massimizzato della matrice **A.**
La formulazione matematica del problema è riportata in (51):

$$\min_{\mathbf{A},\mathbf{c}} \quad \frac{1}{\sqrt{\det \mathbf{A}}}$$
$$\text{tale che: } \left(\mathbf{X}_{pi} - \mathbf{c}\right)^T \cdot \mathbf{A} \cdot \left(\mathbf{X}_{pi} - \mathbf{c}\right) \leq 1, \forall\, i = 1, \dots, m \tag{51}$$

L'orientamento dei semiassi del CELL è ottenuto analizzando la matrice $\mathbf{A}$ tramite il metodo della Singular Value Decomposition (SVD). Tramite questa tecnica, la matrice $\mathbf{A}$ è scomposta come in (52).

$$\mathbf{A} = \mathbf{U} \cdot \mathbf{D} \cdot \mathbf{V}^T \tag{52}$$

In (52), $\mathbf{D}$ rappresenta la matrice diagonale, di dimensione n x n, degli autovalori $[\lambda_1, \dots, \lambda_n]$, disposti in modo che $\lambda_1 \geq \cdots \geq \lambda_n$. Ciascun elemento i-simo della matrice è strettamente legato alla lunghezza dell'i-simo semiasse; infatti, si ha che questa è pari a $\frac{1}{\sqrt{\lambda_1}}$. Le direzioni dei semiassi, invece, sono rappresentate dagli autovettori descritti dalle matrici $\mathbf{U}$ e $\mathbf{V}$, in modo che la matrice $\mathbf{A}$ risulti complessivamente simmetrica. La matrice $\mathbf{U}$ può essere espressa come segue:

$$\boldsymbol{U} = \begin{bmatrix} u_1^1 & u_2^1 & \dots & u_n^1 \\ u_1^2 & u_2^2 & \dots & u_n^2 \\ \dots & \dots & u_j^i & \dots \\ u_1^n & u_2^n & \dots & u_n^n \end{bmatrix} \tag{53}$$

in cui $\mathbf{u^i}$ è il vettore riga nella direzione dell'i-simo semiasse dell'ellissoide ed è composto da:

$$\mathbf{u^i} = [\mathbf{u^i_1}\ \mathbf{u^i_2}\ \dots\ \mathbf{u^i_n}] \tag{54}$$

Nel caso tridimensionale, la matrice $\mathbf{U}$ sarà composta da tre vettori riga (che corrispondono alle direzioni dei tre semiassi del CELL), ognuno dei quali è formato da tre elementi (che corrispondono alle componenti lungo le direzioni degli assi del sistema di riferimento del Load Flow). Una rappresentazione del CELL tridimensionale è fornita in Figura 54.

In Figura 54, il semiasse maggiore $\mathbf{a}$ è quello relativo alla prima riga della matrice $\mathbf{U}$, ossia al vettore $\mathbf{u^1} = [\mathrm{u}_1^1\ \mathrm{u}_2^1\ \mathrm{u}_3^1]$, che ne rappresenta la direzione nel sistema di riferimento solidale con il centroide del CELL. Il semiasse maggiore avrà dimensione legata quindi al valore più piccolo tra gli autovalori, che, nella matrice diagonale $\mathbf{D}$, corrisponde il primo elemento non nullo λ_1. Analogamente per gli altri due assi.
Quindi, applicando questo metodo all'esempio del singolo dispositivo di rete, in modo da racchiudere i punti di funzionamento sicuri (in blu), si ottiene la Figura 55, in cui si nota come all'interno dell'ellissoide sia comunque contenuta una parte di punti di funzionamento che eccedono i vincoli di sicurezza di rete.
Per l'analisi di sicurezza, è necessario individuare tutti i punti instabili all'interno dell'ellissoide, per evitare di poterli considerare come possibili condizioni di funzionamento della rete durante la fase di controllo.
Per individuare questo set di punti insicuri interni al CELL, si procede prima di tutto a inserire tutti punti di funzionamento eccedenti i limiti di sicurezza all'interno di un'unica matrice di punti $\mathbf{X}_{\mathrm{pi}_{\mathrm{unsecure}}}$, in modo da verificare che sia soddisfatta la condizione:

$$\left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}_{\mathrm{unsecure}}} - \mathbf{c}\right)^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{A} \cdot \left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}_{\mathrm{unsecure}}} - \mathbf{c}\right) \leq 1 \tag{55}$$

Tutti i punti di funzionamento insicuri che non soddisfano questa condizione si trovano all'esterno dell'ellissoide calcolato (comprendente i punti di funzionamento sicuri) e quindi vengono cancellati completamente.

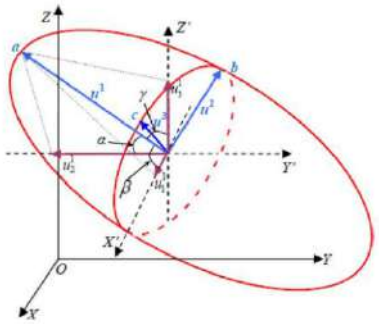


Figura 54. Orientamento di un CELL tridimensionale [23]

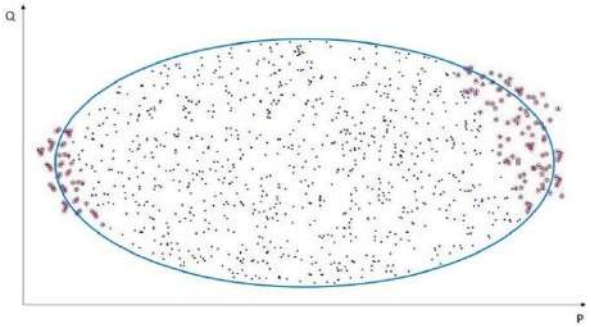


Figura 55. MVEE contenente tutti i punti di funzionamento stabili relativi al dispositivo di rete in esame

Gli altri, invece, saranno i punti di funzionamento ritenuti inaccettabili nell'esercizio di rete e che, essendo interni alla regione appena calcolata, andranno racchiusi in ellissoidi secondari, effettuando una clusterizzazione, come illustrato nel paragrafo successivo.

4.3 CLUSTERING

A partire da un gruppo di dati in esame, il clustering è un processo di partizionamento o raggruppamento di quei dati che hanno modelli simili in termini di caratteristiche specifiche che possono essere dimensione, colore, comportamento, ecc. [38] È una tecnica di apprendimento automatico non supervisionato (ML) che consente di cercare modelli di similitudine all'interno degli insiemi di dati grezzi, per avere in uscita un certo numero di sottoinsiemi, detti cluster. I dati all'interno di un cluster, alla fine del processo, devono avere somiglianza massima rispetto a una data caratteristica, ma dati appartenenti a cluster diversi devono differire tra di loro. Poiché, alla fine di questo processo, viene assegnato a ciascun cluster un ID definito, il sistema di ML può utilizzare queste informazioni per semplificare l'elaborazione di grandi quantità di dati.
Il metodo adottato consiste nell'iterazione di due algoritmi contemporanei, illustrati di seguito, seguiti dalla generazione di ellissoidi secondari.

4.3.1 K-MEANS E METODO ELBOW

Il K-means è un metodo numerico iterativo non supervisionato e non deterministico molto utilizzato nel clustering perché permette di avere risultati affidabili. [48]
Supponendo di voler far variare k (numero dei cluster che si vuole ottenere) all'interno di un prefissato range di numeri interi, si inizia ponendo k pari a uno dei valori appartenenti a questo.
Se in input ho il numero di cluster desiderato k e un database $U = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ di n elementi, il processo di K-means, che consente di ottenere l'assetto finale dei k cluster, prevede le fasi iterative riportate di seguito.

1) Si selezionano casualmente k dati dal dataset U per assumerli come i centri dei k cluster.
2) Si calcola la distanza euclidea dell'j-simo dato di U (per j=1, …, m) in ingresso dal centro del i-simo cluster (per i=1, ..., k) e si assegna quel dato al cluster avente centro più vicino:

$$d(u_j, c_i) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (u_j - c_i)^2} \tag{56}$$

   Questa operazione viene ripetuta per ogni dato di U.
3) Di questi primi cluster si ricalcola il centro effettivo.
4) Si reiterano i passaggi dal 2 al 4 finché non vi sarà più alcuna modifica significativa nel centro del cluster, ossia si minimizza la distanza euclidea tra il generico dato di input e il centro del cluster.
5) Viene calcolata la sommatoria dell'errore quadratico (SSE – Sum of Square Errors), che è la funzione criterio adottata e che può essere espressa come:

$$\mathrm{SSE} = \sum_{i=1}^{k} \sum_{u \epsilon C_i} |u - c_i|^2 \tag{57}$$

in cui C_i rappresenta i-simo cluster.

Tutti questi passaggi vengono ripetuti per ogni valore di k definito nell'intervallo precedentemente stabilito.

Al termine di tutte le simulazioni, dunque, si avranno delle coppie di valori (k, SSE) che saranno l'input per il metodo Elbow: rappresentando SSE in funzione di k, il valore ottimale di k, da utilizzare per effettuare la clusterizzazione, corrisponde al gomito (elbow) della curva risultante, in quanto consente di ottenere un valore basso di SSE usando un basso valore di k, in modo da creare cluster costituiti da un consistente numero di punti.

L'esempio mostrato in Figura 56 si riferisce ad una simulazione in cui si è fatto variare il valore di k da 1 a 10 e si è calcolato il corrispondente valore di SSE, ottenendo $k = 3$ come valore ottimale. Dal metodo K-means, quindi si importano i cluster relativi a quel valore di k.

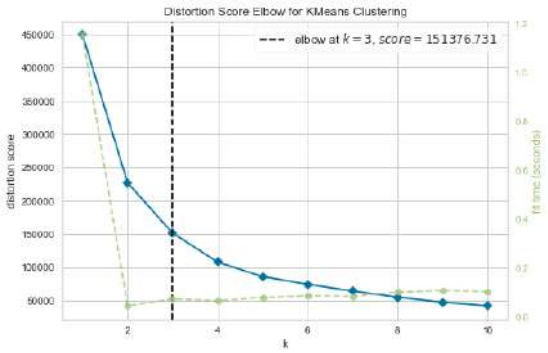


Figura 56. Rappresentazione dei risultati del metodo Elbow applicato all'esempio di analisi relativa al singolo dispositivo di rete

4.3.2 ELLISSOIDI SECONDARI

Ritornando all'esempio del singolo dispositivo di rete, il metodo K-means e il metodo Elbow consentono di raggruppare i punti di funzionamento instabili interni all'ellissoide dei punti stabili in tre cluster.

Così come per il raggruppamento dei punti di funzionamento stabili, anche in questo caso, è possibile applicare a ciascun cluster la tecnica del MVEE, in modo da trovare l'ellissoide a minimo volume (detto secondario) che contenga tutti i punti appartenenti alla matrice dei punti che eccedono i limiti di sicurezza, come mostrato in Figura 57.

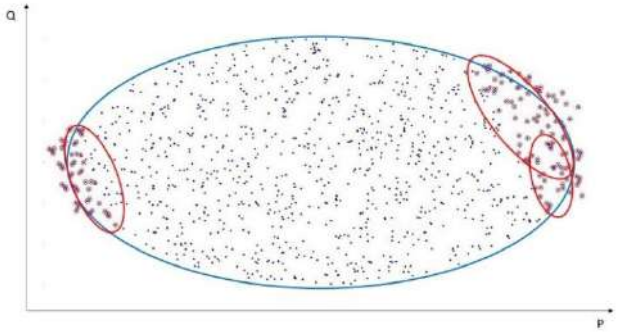


Figura 57. Esempio di clusterizzazione in MVEE secondari che raggruppino i punti di funzionamento instabili relativi al dispositivo di rete in esame

4.4 REGIONE DI STABILITÀ

La regione di stabilità è ottenuta sottraendo dall'ellissoide principale contenente i punti stabili i volumi degli ellissoidi secondari rappresentanti i cluster dei punti instabili. Più un punto operativo è vicino a questa frontiera risultante, più è alta la probabilità che un disturbo possa portare la microrete verso l'instabilità. Per evitare questa situazione, si è quindi pensato di implementare un margine di sicurezza che, aumentando le dimensioni degli ellissoidi secondari di una stessa quantità **a**, riduca il volume della regione di sicurezza.
Si sceglie di non prevedere lo stesso trattamento per l'ellissoide principale, in modo da non restringere il campo di funzionamento dell'unità connessa alle sbarre, ma di continuare a rispettare semplicemente i limiti delle loro curve di capability.
Relativamente all'esempio fatto, in Figura 58 è mostrato il profilo della regione di stabilità con il contorno nero marcato.

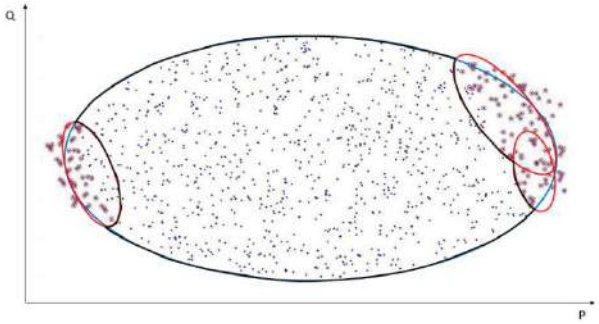


Figura 58. Regione di stabilità relativa al dispositivo di rete nell'esempio

4.5 IMPLEMENTAZIONE DEL MARGINE DI SICUREZZA

Da quanto affrontato nel paragrafo 4.2.1, agendo sulla matrice $\mathbf{A}$ di un CELL, è possibile modificarne la dimensione e l'orientamento. Poiché per implementare un margine di sicurezza non serve modificare

l'orientamento, ma solo la dimensione, occorre agire sulle lunghezze dei semiassi che, come già detto, sono implicitamente espresse dalla matrice $\mathbf{D}$ derivante dalla SVD applicata alla matrice $\mathbf{A}$**.** Si consideri, allora, per semplicità di rappresentazione nello spazio bidimensionale l'i-simo cluster C_i e la sua relativa matrice degli autovalori $\mathbf{D_i}$ (diagonale e, in questo caso, di dimensioni 2 x 2) espressa come:

$$\mathbf{D_i} = \begin{bmatrix} \lambda_{i1} & 0 \\ 0 & \lambda_{i2} \end{bmatrix} \tag{58}$$

Ricordando che le dimensioni dei due assi dell'i-simo cluster nello spazio bidimensionale sono pari a $\frac{1}{\sqrt{\lambda_{i1}}}$ e $\frac{1}{\sqrt{\lambda_{i2}}}$, aggiungendo a queste due quantità il margine desiderato $\mathbf{a}$**,** si otterranno gli autovalori del nuovo ellissoide di dimensioni maggiori:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda'_{i1}}} = \frac{1}{\sqrt{\lambda_{i1}}} + a \quad \rightarrow \quad \lambda'_{i1} = \left(\frac{1}{\lambda_{i1}} + a^2 + \frac{2a}{\sqrt{\lambda_{i1}}}\right)^{-1} \tag{59}$$

e analogamente per λ'_{i2}, ottenendo la matrice:

$$\mathbf{D'_i} = \begin{bmatrix} \lambda'_{i1} & 0 \\ 0 & \lambda'_{i2} \end{bmatrix} \tag{60}$$

Sulla base degli stessi punti di funzionamento precedenti, se la matrice $\mathbf{A}$ dell'i-simo cluster è:

$$\mathbf{A_i} = \mathbf{U_i} \cdot \mathbf{D_i} \cdot \mathbf{V_i}^{\mathrm{T}} \tag{61}$$

si ricava la nuova matrice:

$$\mathbf{A'_i} = \mathbf{U_i} \cdot \mathbf{D'_i} \cdot \mathbf{V_i}^{\mathrm{T}} \tag{62}$$

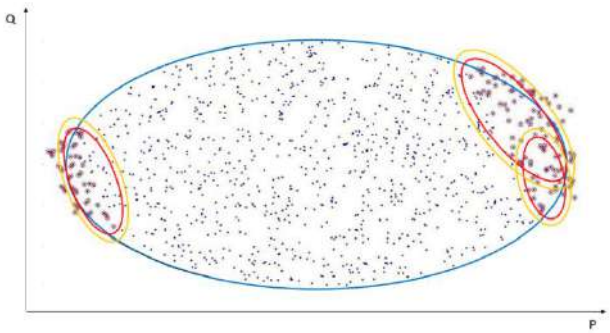


Figura 59. Implementazione di un margine di sicurezza maggiore nell'esempio di singolo dispositivo di rete in esame

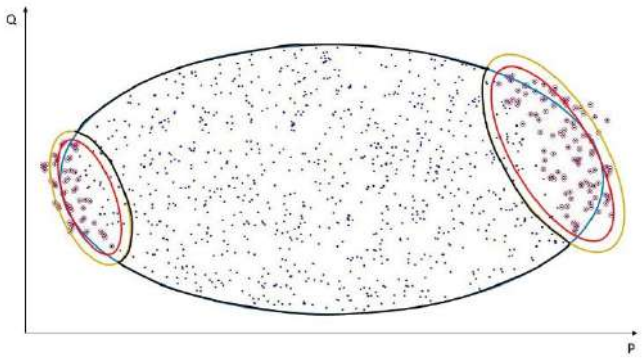


Figura 60. Regione di sicurezza nell'esempio di analisi per singolo dispositivo

Si costruiscono quindi i nuovi cluster, come mostrato in Figura 59 relativa all'esempio precedente e si ricava la frontiera della regione di sicurezza andando a sottrarre all'ellissoide principale in blu quelli secondari allargati, come evidenziato dalla curva in nero in Figura 60.
Uno stato operativo di rete, rappresentato da un punto nell'iperspazio, che si trovi all'interno di questa regione dal contorno nero potrà essere considerato sia stabile che sicuro. Per verificarlo analiticamente, si utilizzano le equazioni degli ellissoidi caratterizzati da centroide $\mathbf{x}_c$ e matrice caratteristica $\mathbf{A}$: per essere considerato sicuro, il punto di funzionamento generico $\mathbf{x}_p$ dovrà soddisfare contemporaneamente le seguenti disequazioni

$$\begin{aligned} &\left(\mathbf{x}_p - \mathbf{x}_c\right)^T \cdot \mathbf{A} \cdot \left(\mathbf{x}_p - \mathbf{x}_c\right) \leq 1 \;\rightarrow \quad \text{interno all'ellissoide principale dei punti stabili} \\ &\left(\mathbf{x}_p - \mathbf{x}_{c_i}\right)^T \cdot \mathbf{A'_i} \cdot \left(\mathbf{x}_p - \mathbf{x}_{c_i}\right) \geq 1 \;\rightarrow \quad \text{esterno a tutti i cluster aumentati (con } i\text{=1, …,k) del margine } \boldsymbol{a} \end{aligned} \tag{63}$$

Se il punto di funzionamento considerato non dovesse soddisfare il margine di sicurezza implementato, trovandosi cioè tra la superficie di un cluster ed il suo aumentato, potrà essere considerato stabile ma non sicuro. Dovrà essere allora implementata una strategia di controllo che riporti la rete a funzionare nella regione di sicurezza definita.

4.6 RICERCA DELLA NUOVA CONDIZIONE OPERATIVA

Si faccia riferimento all'esempio relativo ad un unico dispositivo di rete, riportato in Figura 61 e in Figura 62: come stabilito nel paragrafo precedente, il punto di funzionamento in esame può essere considerato stabile, ma non sicuro in quanto interno alla regione delimitata dalle superfici di un cluster dei punti instabili e il suo "aumentato" e quindi basterebbe un lieve disturbo per portare alla degenerazione della rete.

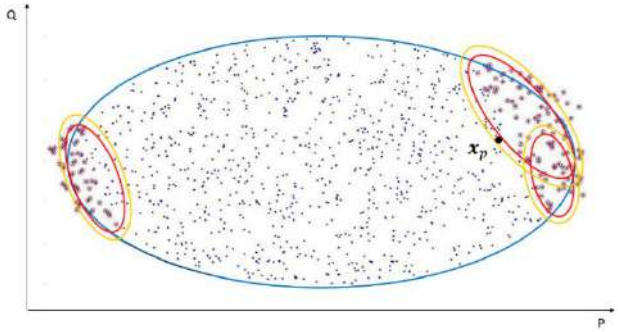


Figura 61. Rappresentazione del punto di funzionamento in esame

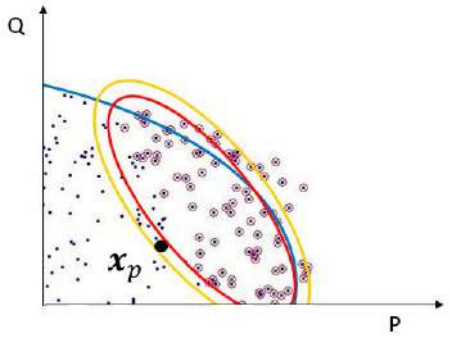


Figura 62. Zoom dell'area d'interesse del punto di funzionamento in esame

Per far in modo che venga soddisfatto il margine di sicurezza desiderato, occorre spostare questo punto in un'altra condizione operativa che sia interna all'ellissoide principale ed esterna agli ellissoidi secondari (in modo da essere certi che si tratti di un punto di funzionamento stabile), ma che sia esterno o al più sulla frontiera dell'ellissoide secondario "aumentato" (affinché risulti sicuro) e che sia interno alla curva di capability di ogni unità connessa alla rete. Affinché la nuova condizione sia stabile, sicura e non produca scostamenti eccessivi nell'assetto di rete (in modo da non creare disturbi che possano sfociare in contingenze), si sceglie come nuovo punto di funzionamento quello che soddisfi i vincoli appena elencati e minimizzi la distanza dal punto di partenza. Si risolve, cioè, un problema di ottimizzazione: si definisce $\mathbf{x}_{\mathrm{p}}$ il punto di funzionamento in esame ed $\mathbf{x}_{\mathrm{e}}$ il nuovo punto di funzionamento (interno o al più sulla frontiera dell'ellissoide principale, oppure esterno o al più sulla frontiera dell'ellissoide secondario "aumentato" e più vicino al punto iniziale). In ciascuno di questi vettori, ogni componente rappresenta la potenza attiva o reattiva di una sbarra. Si definisce inoltre d^2 il quadrato della distanza euclidea tra i due punti, che andrà minimizzata per modificare al minimo possibile l'assetto di rete, $\mathbf{A}$ la matrice caratteristica dell'ellissoide principale con centroide $\mathbf{c}$ e $\mathbf{A'}_{\mathrm{i}}$ quella relativa all'i-simo cluster di dimensioni maggiori e con centroide di coordinate $\mathbf{c}_{\mathrm{i}}$. Il problema di ottimizzazione viene definito in (64), in cui la funzione obiettivo consiste nella minimizzazione del quadrato della distanza euclidea espresso geometricamente, il primo vincolo significa che il punto trovato deve essere interno o al più sulla frontiera dell'ellissoide principale, il secondo vincolo invece significa che il nuovo punto deve essere esterno o al più sulla frontiera del cluster aumentato, mentre k è il numero di cluster, il terzo è relativo ai limiti di potenza (potenza attiva P, reattiva Q e apparente S) associati all'n-sima sbarra; essi devono rispettare le curve di capability di ciascuna unità. Risolvendo questo problema di ottimizzazione, si avrà una nuova condizione operativa stabile, sicura e che non modifichi troppo la configurazione della MicroGrid.

$$\min_{x_e=\begin{bmatrix} x^1{}_e \\ x^2{}_e \\ x^3{}_e \\ \dots \\ x^n{}_e \end{bmatrix}} f_{obiettivo}(x_e) = \min_{x_e} (x_e - x_p)^T (x_e - x_p)$$

$$\text{tale che:} \begin{cases} (x_e - c)^T \cdot A \cdot (x_e - c) - 1 \leq 0 \\ -(x_e - c_i)^T \cdot A'_i \cdot (x_e - c_i) + 1 \leq 0 \; per \; i = 1, \dots, k \\ P^j{}_{min} \leq P^j{}_e \leq P^j{}_{max} \\ Q^j{}_{min} \leq Q^j{}_e \leq Q^j{}_{max} \qquad per \; j = 1, .. m \\ 0 \leq (P^j{}_e)^2 + (Q^j{}_e)^2 \leq (S^j{}_{max})^2 \end{cases} \tag{64}$$

In Figura 63 è rappresentata la soluzione dell'esempio precedente.

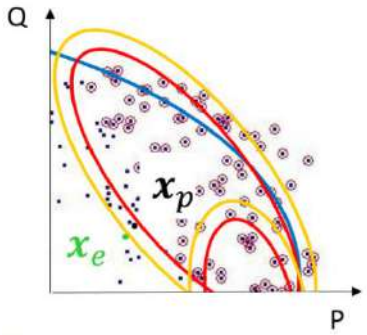


Figura 63. Rappresentazione della nuova condizione operativa trovata

Le proiezioni di questo nuovo punto di funzionamento sugli assi del sistema di riferimento, forniscono i nuovi valori che devono assumere le variabili delle diverse sbarre, affinché la rete si porti a lavorare effettivamente in quella condizione.

4.7 VERIFICA DELLA SICUREZZA DELLA NUOVA CONDIZIONE

Per verificare la stabilità del nuovo punto di funzionamento, basta effettuare una nuova analisi. Per quanto riguarda lo studio di analisi statica servirà un'analisi di Load Flow deterministica: inserendo all'interno delle equazioni non lineari del Load Flow i valori di potenza attiva e reattiva di ogni nodo, trovate dalle proiezioni della nuova condizione operativa sugli assi dell'iperspazio, si applica il metodo di Newton-Raphson e si verifica che su ogni nodo di rete le grandezze elettriche non eccedano i limiti di funzionamento stabiliti e definiti come sicuri. Mentre per l'analisi dinamica occorrerà fare un'analisi nel dominio del tempo per verificare la sicurezza della nuova condizione operativa in relazione alle varie tipologie di disturbo.

CAPITOLO 5. CASO STUDIO. PRINCE LAB DEL POLITECNICO DI BARI

Il metodo descritto nel capitolo precedente è stato applicato alla Smart MicroGrid del PrInCE, laboratorio del Politecnico di Bari, utilizzando strumenti di programmazione come Matlab/Simulink e Python (tramite Spyder che è un IDE – Integrated Development Environment, ossia un ambiente di sviluppo integrato per la programmazione scientifica in linguaggio Python).

La microrete (μG) sperimentale del PrInCE Lab, presso il Politecnico di Bari, è una rete di distribuzione trifase in bassa tensione (400 V nominali) collegata alla rete di distribuzione pubblica attraverso un interruttore statico intelligente in grado di portare la rete a funzionare in isola in caso di guasto.[49]

A valle di questo dispositivo sono inseriti due dispositivi di interfaccia:

- interruttore statico di by-pass per consentire il funzionamento in isola volontaria;
- inverter trifase AC/AC di potenza nominale di 200 kVA che consente il disaccoppiamento della microrete dalla rete principale, di controllare gli scambi di energia tra le due e gestire il sistema in caso di condizioni critiche della rete principale.

I principali componenti del sistema sono:

- **unità di generazione/cogenerazione**
  - cogeneratore (CHP – Combinated Heat and Power) alimentato a gas naturale e di potenza nominale di 120 kW.

Figura 64. CHP nel laboratorio PrInCE

  - microturbina a gas naturale, di potenza di 30 kW e dotata di scambiatore di calore: regolando opportunamente la sua velocità, si modula la produzione di energia elettrica e di calore dallo 0% al 100% della sua potenza nominale in modo che la microturbina possa adattarsi alle varie condizioni di funzionamento richieste.

Figura 65. Microturbina nel laboratorio PrInCE

- impianto fotovoltaico di potenza nominale di circa 50 kWp composto da cinque sottocampi, connessi alla rete in modo indipendente l'uno dall'altro e composti ciascuno da moduli di natura diversa (silicio monocristallino, silicio policristallino, silicio amorfo, CIS e monocristallino N-Type).

Figura 66. Impianto fotovoltaico nel laboratorio PrInCE

- simulatore eolico in grado di simulare il comportamento reale di turbine eoliche ad asse orizzontale e verticale. È costituito da raddrizzatore/inverter bidirezionale dotato di microcontrollore locale che, tramite misure del vento effettuate da un anemometro installato sul tetto della struttura, inietta nella microrete la stessa potenza che sarebbe generata da una turbina reale. Il software di simulazione può accettare in ingresso un profilo di velocità del vento basato su dati storici acquisiti e fornito dallo SCADA.

Figura 67. Simulatore eolico nel laboratorio PrInCE

- **sistemi di accumulo**
  - due banchi di batterie Sodio-Nichel (BESS) con una potenza di carica/scarica massima di 60 kW. Il sistema è connesso alla micorete tramite convertitore bidirezionale ed è supportato da un Master Controller (MC) che monitora lo stato di carica della batteria (SOC) ed è in grado di rispondere rapidamente a segnali di controllo provenienti dal controllo centrale e gestire i flussi attivi e reattivi.

Figura 68. Batterie Sodio-Nichel nel laboratorio PrInCE

- sistema Vehicle-to-Grid (V2G) composto da una stazione di ricarica in CC e due veicoli elettrici che possono fungere da sistema di acculo locale se collegati alla colonnina di ricarica. La colonnina è connessa alla microrete tramite convertitore bidirezionale per consentire lo scambio di energia tra sistema di accumulo a bordo del veicolo e microrete. Il processo di carica/scarica delle batterie del veicolo avviene secondo programmi definiti dallo SCADA a seconda degli obiettivi desiderati di volta in volta e che considerino la richiesta di carico, i segnali di prezzo del mercato, la previsione della produzione di fotovoltaico ed eolico, lo stato di carica della batteria di ogni veicolo e la disponibilità del veicolo stesso.

Figura 69. Sistema V2G nel laboratorio PrInCE

- **carichi:**
  - due carichi programmabili, tensione e frequenza dipendenti, di 150 kVA ciascuno. I carichi RLC sono collegati ad un inverter collegato ad una resistenza di carico e può fornire da sé un carico induttivo o capacitivo. I parametri dei carichi sono modificabili sia attraverso un controllore locale (PLC a bordo macchina) che tramite SCADA.

Figura 70. Carichi programmabili nel laboratorio PrInCE

- **sistema di controllo:** la microrete è monitorata da un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) la cui architettura di controllo è mostrata in Figura 711. Le comunicazioni tra i componenti avvengono tramite rete Ethernet (collegamenti in verde nell'immagine) adottando connessioni in fibra ottica (collegamenti in rosso nell'immagine) tra i nodi.

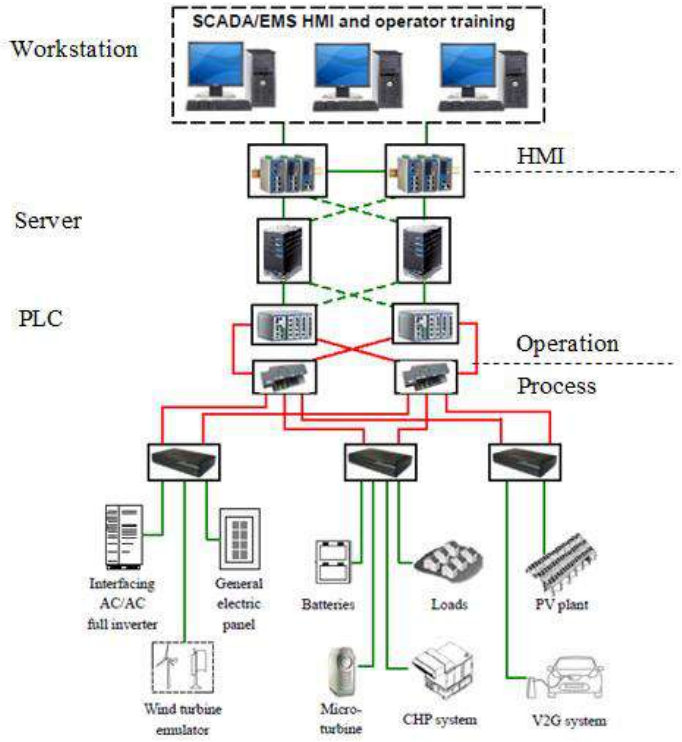


Figura 71. Architettura del sistema SCADA nel laboratorio PrInCE [50]

Figura 72. Sala di controllo nel laboratorio PrInCE

Il protocollo di comunicazione adottato è il Modbus TCP/IP, mentre la piattaforma SCADA è completamente programmabile in base alle specifiche richieste. Il sistema di comunicazione adottato tra sala di controllo e PLC di campo è ridondante; infatti, server gemelli sono collegati tramite due interruttori ai dispositivi HMI in sala di controllo (mostrata in Figura 72) e tramite due switch ai PLC di campo. La comunicazione sul campo è organizzata con tre gateway ridondanti collegati tramite fibra ottica ai due

PLC. Ogni gateway trasmette informazioni da e verso i dispositivi di campo della microrete tramite collegamenti Ethernet.

Lo SCADA ha un'architettura gerarchica strutturata su due livelli di controllo.

- Livello di controllo superiore: implementa le funzioni di Energy Management System (EMS), ossia controlla e coordina le azioni di tutti i dispositivi della rete per garantire il funzionamento ottimale della microrete da un punto di vista economico.
- Livello di controllo inferiore: è realizzato da controllori locali o attuatori come i PLC (Programmable Logic Controller) installati su ogni dispositivo di campo.

  L'EMS centralizzato raccoglie i dati provenienti da sensori posti sulle fonti di generazione e sui carichi e valuta le leggi di controllo ottimale da inviare ai controllori locali distribuiti nella microrete. Ogni controllore locale riceve segnali di controllo dall'EMS e implementa funzioni locali specifiche.

  Questo livello di controllo centralizzato si occupa quindi ottenere strategie di controllo riguardanti principalmente la transizione da funzionamento in connessione con la rete principale di distribuzione e funzionamento in isola e viceversa, la previsione del carico, l'ottimizzazione del funzionamento in relazione ad obiettivi di sicurezza del funzionamento ed obiettivi economici.

  Gli elementi della microrete appena illustrati sono disposti nell'area del laboratorio PrInCE secondo il layout di Figura 73, mentre la configurazione di collegamento tra i componenti è raffigurata in Figura 74.

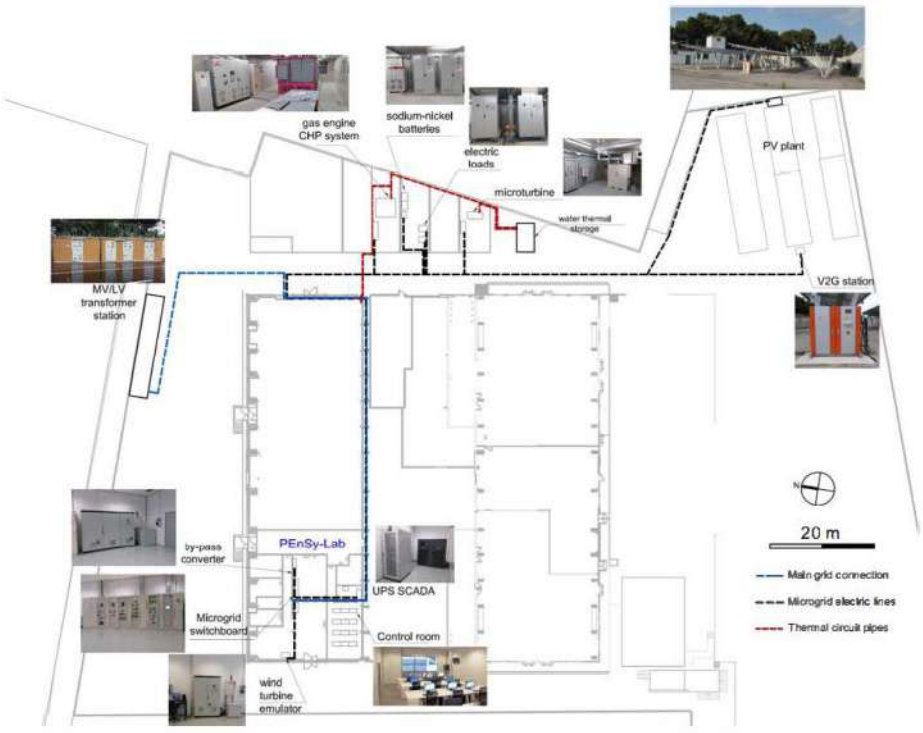


Figura 73. Layout della µGrid del PrInCE LAB[51]

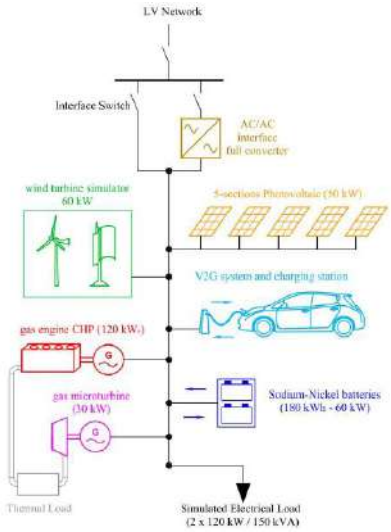


Figura 74. Configurazione radiale della microrete presso il PrInCE LAB [50]

5.1 MODELLAZIONE STATICA DELLA MICRORETE

Ai fini dell'applicazione del metodo di studio di SSA proposto, la microrete in esame deve essere modellata in modo da effettuare l'analisi di sicurezza.
Il modello di rete è di tipo radiale, perciò, utilizzando gli schemi elettrici unifilari dei componenti, si sono ricavati i valori di resistenza e reattanza delle linee di collegamento delle varie unità di rete al quadro generale. In Figura 75 è mostrato il modello di rete con la disposizione delle unità coinvolte nello studio.

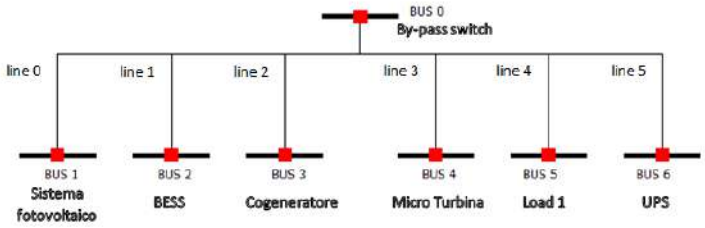


Figura 75. Modellazione della rete radiale del laboratorio PrInCE

Si è quindi creato un DataFrame con Python in cui sono stati riportati i valori di resistenza e reattanza unitarie (espresse in Ω/km), le singole lunghezze (espresse in km) e le resistenze e reattanze complessive (espresse in Ω) per ciascuna linea (Figura 76).

Reattanza unitaria xL	Resistenza unitaria rL	Lunghezza L	Reattanza X	Resistenza R
0.087	0.35	0.18	0.01566	0.063
0.085	0.27	0.115	0.009775	0.03105
0.081	0.104	0.105	0.008505	0.01092
0.074	0.105	0.12	0.00888	0.0126
0.042	0.5	0.015	0.00063	0.0075
0.073	0.71	0.02	0.00146	0.0142

Figura 76. DataFrame delle impedenze di linea del caso studio

5.2 MODELLAZIONE DINAMICA DELLA MICRORETE

Con il fine di effettuare l'analisi di stabilità della microrete ed esaminare l'andamento nel tempo delle grandezze di interesse, sono stati derivati i modelli dinamici delle varie macchine generatrici presenti nella MG in esame. L'obiettivo è quello di ottenere rappresentazioni approssimate dei dispositivi reali, caratterizzate da risposte fedeli a quelle reali a seguito di un disturbo e richiedenti un onere computazionale ragionevole, compatibile con la possibilità di attuare azioni di controllo preventive sul sistema.

Ipotizzando un guasto in un punto della rete (sia esso a bordo macchina, sulla rete di distribuzione o in un qualsiasi punto interno), le simulazioni condotte hanno lo scopo di valutare gli andamenti di tensione e frequenza: un sistema sarà definito stabile se i valori delle variabili caratterizzanti il sistema sono all'interno delle zone di intervento dei relè di protezione di minima e massima tensione e frequenza. Qualora le grandezze in esame dovessero eccedere i limiti imposti, e quindi il sistema dovesse risultare instabile, bisognerebbe analizzare le contromisure da adottare per riuscire ad arginare un eventuale stato di emergenza.

Per l'analisi alle grandi perturbazioni, come può essere definito un guasto, il modello da adottare prevede semplificazioni importanti rispetto a quelli precedentemente analizzati perché, a seguito di un guasto, le macchine rotanti presenti nella rete impiegano del tempo a spostarsi dal punto operativo pre-guasto a quello successivo alla perturbazione a causa della loro inerzia meccanica: essendo questo intervallo di tempo molto maggiore rispetto a quello che intercorre tra la nascita del guasto e la sua estinzione, dinamicamente, possono essere considerati costanti i valori di potenza attiva e reattiva erogate dal generatore durante il cortocircuito. Questa tecnica, definita time scale decoupling (disaccoppiamento sulla scala dei tempi), consente di analizzare solo fenomeni che nascono e si esauriscono in intervalli di tempo compatibili con la durata del guasto e, di conseguenza, ridurre il numero di equazioni da considerare nel modello.

Di seguito è riportato il modello di rete durante il funzionamento grid connected.

5.2.1 MODELLO SIMULINK DEL CHP

In Figura 77 è rappresentata la connessione del CHP con la rete di BT a 400 V. Il cogeneratore è una macchina decretata alla produzione di energia elettrica e calore: essendo l'efficienza definita come il rapporto tra la potenza elettrica prodotta in uscita e la potenza in ingresso, ossia la quantità di calore sviluppato dalla combustione del carburante, il cogeneratore consente di avere un'efficienza maggiore di un classico generatore poiché parte del calore in uscita viene recuperato e utilizzato per soddisfare la richiesta di riscaldamento di utenze. La macchina è costituita da due motori endotermici che pongono in rotazione due generatori elettrici posti in parallelo da 60 kW ciascuno. La frequenza dei generatori viene disaccoppiata da quella di rete tramite interposizione di un convertitore AC/DC e un inverter DC/AC utili per la connessione del sistema alla rete tramite un trasformatore 300/400 V.

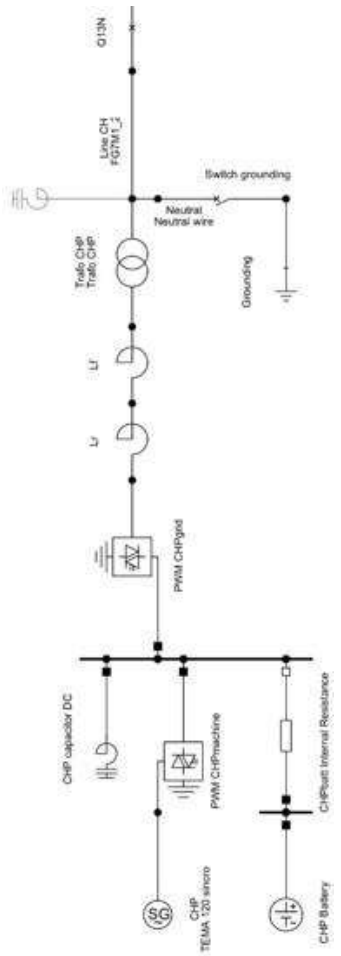


Figura 77. Schema unifilare CHP

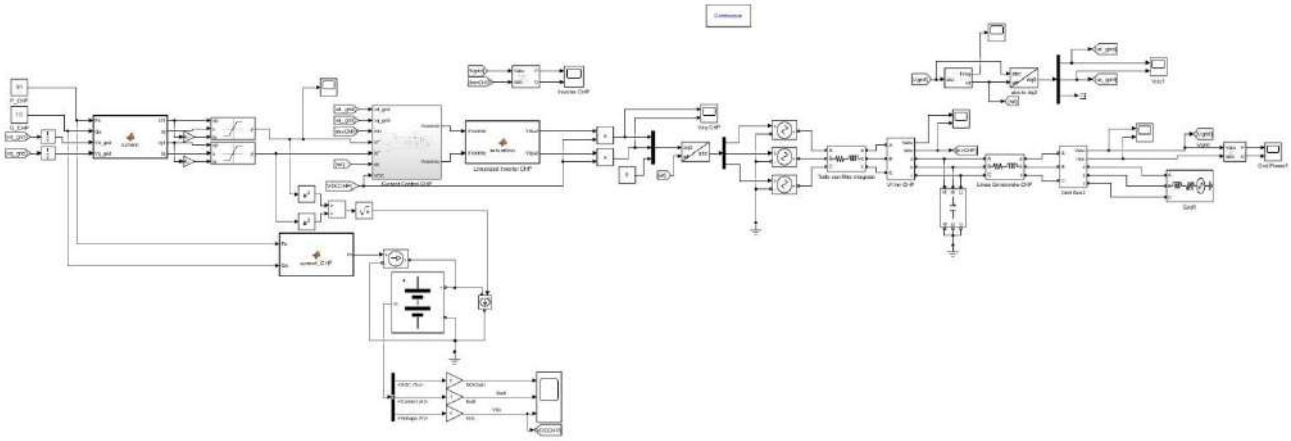


Figura 78. Modello Simulink CHP

5.2.2 GENERAZIONE DELLE CORRENTI DI RIFERIMENTO PER IL CHP

Analizziamo il modello in Figura 78 di un CHP connesso alla rete di BT:

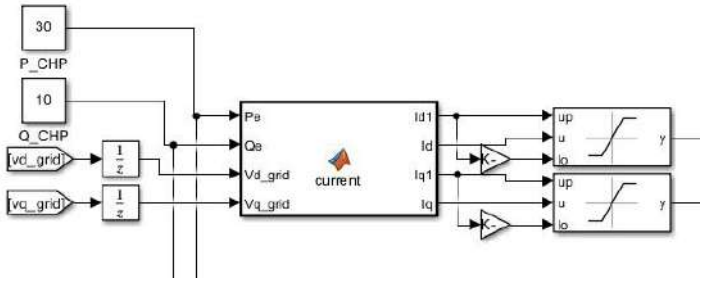


Figura 79. Generazione della Id e Iq di riferimento e massima

In Figura 79 P_CHP e Q_CHP sono le potenze attiva e reattiva di riferimento, ossia sono i set point che il modello della macchina rotante dovrà fornire in uscita. Queste saranno ritenute costanti in caso di guasto a causa del time scale decoupling accennato in precedenza. vd_grid e vq_grid sono le tensioni di rete riportate, tramite la trasformazione di Park, nel sistema di riferimento solidale alla rotazione di macchina. Le equazioni necessarie a ricavare la corrente secondo gli assi d e q da fornire al controllore (per utilizzare un controllore del tipo PID è necessario ottenere delle variabili costanti, e quindi porsi sullo stesso sistema di riferimento dei segnali sinusoidali con una determinata pulsazione $\omega(t)$. Per cui si compongono le tre correnti, passando da un sistema di riferimento fisso α-β ad un sistema rotante d-q con pulsazione $\omega(t)$, per immettere in rete i valori di set point desiderati, sottoforma di matlab function "current", assumendo valore:

$$I_d = 1000\frac{2}{3}\frac{(V_{d\_grid}P_e + V_{q\_grid}Q_e)}{(V_{d\_grid}^2 + V_{q\_grid}^2)} \tag{65}$$

$$I_q = 1000\frac{2}{3}\frac{(V_{q_{grid}}P_e - V_{d\_grid}Q_e)}{(V_{d\_grid}^2 + V_{q\_grid}^2)} \tag{66}$$

Le equazioni (65) e (66) sono ottenute partendo dalla potenza complessa:

$$S = \frac{3}{2}[V_{dq}I_{dq}^*] \tag{67}$$

$$P_e = \frac{3}{2}\mathrm{Re}[V_{dq}I_{dq}^*] \tag{68}$$

$$Q_e = \frac{3}{2}\mathrm{Im}[V_{dq}I_{dq}^*] \tag{69}$$

Nel momento in cui insorge un cortocircuito, la tensione di rete subisce un abbassamento e ne consegue un innalzamento delle correnti (65) e (66). Per non superare la corrente massima erogabile dall'inverter (pari, nella maggior parte dei casi, a 1.3 volte la corrente nominale per non eccedere il limite fisico dei BJT costituenti il convertitore), le due componenti di corrente devono aumentare proporzionalmente rispetto all'angolo ϑ, imposto da P e Q.

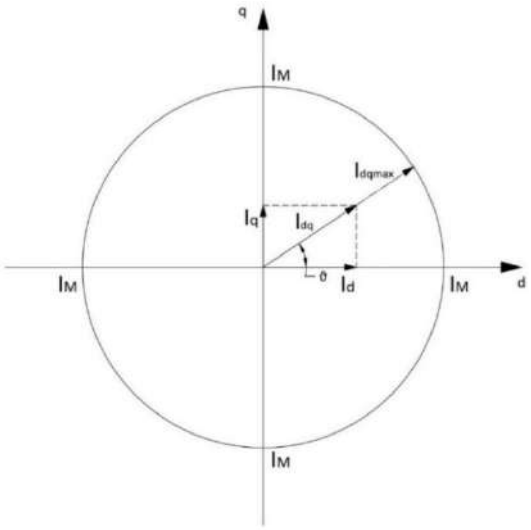


Figura 80. Aumento della corrente proporzionale a Idq

Analiticamente:

$$I_M^2 = I_d^2 + I_q^2 \tag{70}$$

$$\tan\vartheta = \frac{I_q}{I_d} \tag{71}$$

$$I_{dmax} = \sqrt{\frac{I_M^2}{1 + \tan^2 \vartheta}} \tag{72}$$

$$I_{qmax} = |I_{dmax} \tan \vartheta| \tag{73}$$

Gli inverter, per intrinseci limiti di circolazione delle correnti nel circuito di potenza, vanno in protezione nel momento in cui lo strumento di misura interno rileva una corrente superiore alla sua corrente massima, ossia, dispositivi di protezione interni all'inverter, detti get drive, intervengono per impedire il danneggiamento degli elementi più sensibili del convertitore, IGBT o Mosfet. Per questo motivo, si inserisce a monte dell'inverter un blocchetto, definito saturatore dinamico, in ingresso al quale verranno portate le due componenti della corrente Id e Iq e all'interno del quale verrà svolto un confronto con i limiti massimi definiti in (72) e (73): fintanto che le componenti sono nei range $[-I_{dmax}; I_{dmax}]$ e $[-I_{qmax}; I_{qmax}]$ resteranno invariate, ma, se dovessero eccedere questi limiti, come accade durante un cortocircuito, l'uscita del saturatore sarà impostata al valore pari al limite massimo o minimo del range, in modo che in ingresso all'inverter non si presenti un valore pericoloso di corrente. Imporre una corrente massima possibile durante il cortocircuito consente di trovarsi in una situazione a favore di sicurezza, perché nel ramo in cui è presente il guasto, oltre alla corrente di cortocircuito che deriverebbe dalla rete, ci sarebbe un contributo di corrente proveniente dal generatore statico, cosa che non accade nel funzionamento reale.

5.2.3 MODELLAZIONE DELL'INVERTER

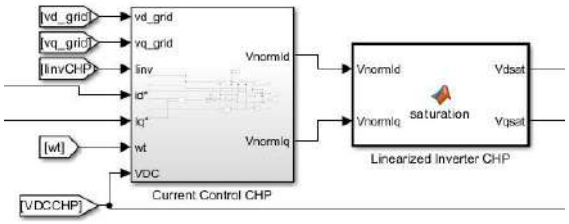


Figura 81. Modello inverter linearizzato

In Figura 81 viene modellato l'inverter, cioè il dispositivo di conversione dell'energia da continua ad alternata: la corrente continua (DC) fornita da fonti di alimentazione come batterie, fuel cell o impianti fotovoltaici (PV) viene convertita in corrente alternata (AC).
La struttura classica di un inverter trifase è mostrata in Figura 82. Il convertitore è costituito da 3 gambe (tre Half-Bridge), ciascuna delle quali è formata da due BJT, siano essi IGBT o Mosfet. La differenza tra i due componenti è data dai portatori di carica: l'IGBT fa circolare al suo interno portatori positivi e negativi permettendo la circolazione di potenze più elevate ma con una frequenza di switching (apertura-chiusura) inferiore, il mosfet invece, permette il transito dei soli portatori di carica negativi, questo consente una velocità di commutazione superiore al caso precedente, ma permette il passaggio di minore potenza. In parallelo ad ognuno di questi componenti, si inserisce un diodo posto in antiparallelo, detto diodo di

ricircolo, perché consente di evitare tensioni elevate a seguito dell'inversione istantanea della corrente ai capi dell'induttore durante il passaggio di conduzione da uno switch all'altro di una gamba.

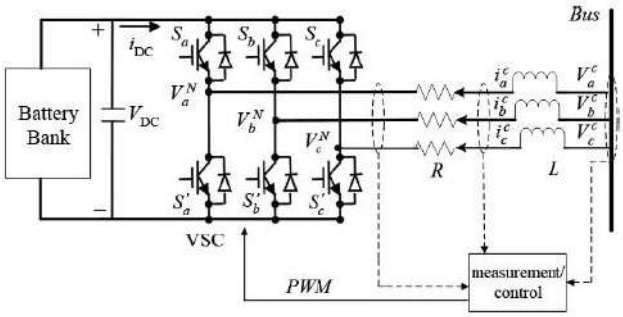


Figura 82. Modello circuitale inverter

L'uscita dell'inverter viene prelevata dai nodi centrali

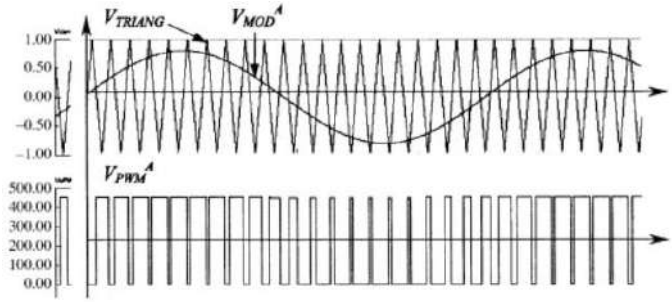


Figura 83. Tecnica di modulazione PWM con modulante sinusoidale

Questo comportamento reale dell'inverter viene simulato in ambiente Simulink come mostrato in Figura 84: il componente "Universal Bridge", presente nel software, permette di replicare il modello circuitale in Figura 82 applicandogli la strategia di controllo in Figura 83.

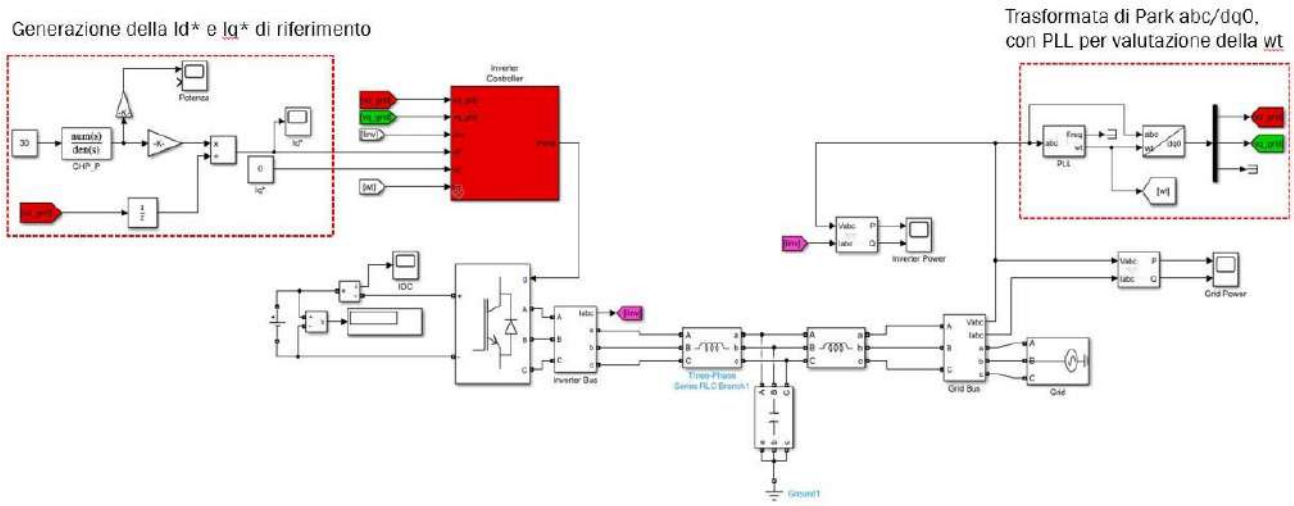


Figura 84. Modellazione inverter reale con BJT

L'utilizzo di un modello così dettagliato aumenta notevolmente il tempo di simulazione poiché il software cercherà di valutare, istante per istante, cosa accade al sistema in funzione dell'apertura e chiusura ad elevata frequenza dei vari switch: per esempio, una simulazione del sistema in una finestra di osservazione di 50 s richiede un tempo di calcolo di circa 3h, su un calcolatore equipaggiato con un processore Intel i5-4690 3.5GHz. Inoltre, occorre campionare in maniera adeguata il segnale portante per avere un confronto più preciso tra questo e il segnale modulante.
Per questi motivi, si è deciso di considerare un modello alle variabili di stato dell'inverter: gli ingressi del modello mostrato in Figura 81 sono le tensioni di linea della rete Va, Vb e Vc (opportunamente riportate nel sistema di riferimento rotante d-q), le potenze di riferimento P^* e Q^* (opportunamente trasformate in corrente, come visto nel paragrafo precedente) e la tensione continua V_{DC}; mentre le uscite del modello sono le correnti Ia, Ib, Ic, ricavate tramite riconversione delle coordinate dal sistema di rifermento rotante a quello sinusoidale.
Nel riferimento [51], per il modello alle variabili di stato proposto, si assume che la frequenza di commutazione è sufficientemente alta da poter considerare le azioni di apertura e chiusura ininfluenti per l'evoluzione degli stati e la media nello spazio degli stati. In altre parole, il ripple di frequenza di commutazione di stati come la corrente dell'induttore può essere ignorato, senza significativamente peggiorare la precisione con la quale è predetta la media della corrente di induttore. Il filtro passivo in uscita è stato scelto per attenuare il ripple entro valori accettabili. Trascurando le perdite di commutazione, il modello dell'inverter può essere semplificato come un guadagno di tensione saturata.

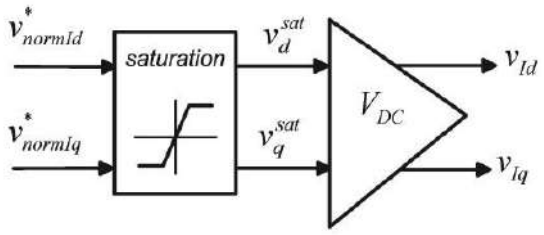


Figura 85. Modello semplificato dell'inverter [51]

La saturazione sorge perché c'è una tensione finita sul DC-link, il quale a sua volta produce in uscita una tensione in alternata limitata. La saturazione di tensione è una caratteristica importante del VSI e dovrebbe essere modellata nelle simulazioni a time-step tramite un if-then-else:
If

$$(\mathrm{V_{normId}})^2 + (\mathrm{V_{normIq}})^2 \geq \frac{1}{2} \tag{74}$$

$$\theta = \tan^{-1}\frac{\mathrm{V_{normIq}}}{\mathrm{V_{normId}}} \tag{75}$$

$$\mathrm{V_d^{sat}} = \frac{1}{\sqrt{2}}\cos\theta \tag{76}$$

$$V_q^{sat} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sin\theta \tag{77}$$

Else

$$V_d^{sat} = V_{normId} \tag{78}$$

$$V_q^{sat} = V_{normIq} \tag{79}$$

End

Ottenuto un modello del circuito di potenza dell'inverter che possa portare ad una riduzione dell'onere computazionale della simulazione, si passa alla modellazione della parte di controllo, ossia un modello che possa portare ad avere in uscita dall'inverter i valori di corrente (e, quindi, di potenza) desiderati, calcolati tramite la Matlab-function "current".

Le fonti rinnovabili interfacciate con la rete di distribuzione tramite inverter possono fornire potenza alla rete stessa e, ovviamente, è necessario un sistema di controllo che consenta la regolazione di questo valore. A questo scopo, l'algoritmo di controllo calcola la tensione necessaria da fornire in uscita inverter per permettere la circolazione nel filtro delle correnti (49) e (50), riportate nel sistema rotante d-q [52], considerando anche i mutui accoppiamenti, dipendente dal prodotto di frequenza e corrente. Le espressioni delle tensioni in uscita dall'inverter dopo la trasformazione sono le seguenti:

$$V_d = V_{d\_grid} + L\frac{dI_d}{dt} + \omega L I_q \tag{80}$$

$$V_q = V_{q\_grid} + L\frac{dI_q}{dt} + \omega L I_d \tag{81}$$

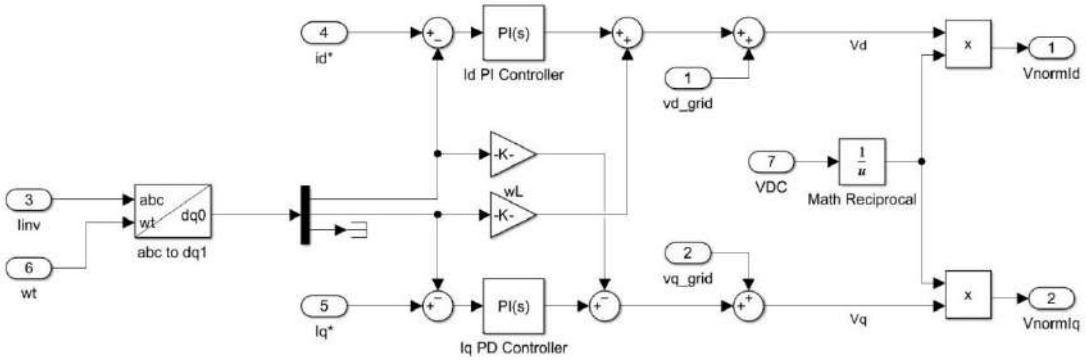


Figura 86. Controllo in corrente inverter

All'interno dell'anello di controllo in Figura 86, le correnti di riferimento usate per produrre la potenza da immettere in rete, che è una quantità decisa attraverso il meccanismo del mercato del giorno prima o per regolazione secondaria richiesta dal DSO in caso di scostamenti dalle previsioni, vengono diminuite di una quantità pari alle correnti misurate in uscita dall'inverter. Questa quantità, come noto, è definita errore ed è utilizzata come ingresso al regolatore, un controllore di tipo proporzionale e integrativo (PI), progettato in modo da soddisfare le richieste di potenza durante il normale utilizzo della rete, ma che

possa anche limitare il valore di corrente in uscita dal convertitore in caso di cortocircuito per evitare che si abbassi eccessivamente il valore di tensione nel punto di connessione alla rete. In altre parole, l'uscita del controllore è il valore di tensione necessario a far fluire nel filtro posto a valle (solitamente di tipo LCL) la corrente di riferimento, rispettando la tensione imposta dalla rete alla sbarra di connessione.
Nelle equazioni (80) e (81) il contributo di tensione che devono fornire i PI è rappresentato rispettivamente da $\mathrm{L}\frac{\mathrm{dI_d}}{\mathrm{dt}}$ e $\mathrm{L}\frac{\mathrm{dI_q}}{\mathrm{dt}}$, poiché gli altri due contributi, le correnti e le tensioni di rete, vengono, istante per istante, misurate e poste come azione in avanti in modo tale da permettere al controllore di correggere la minor quantità possibile. In definitiva, a bocca di inverter si vuole ottenere una tensione pari alla somma della tensione di rete e della caduta di tensione ai capi del filtro, in modo da immettere in rete il valore di potenza desiderato.
Simulare l'inverter trifase con il metodo alle variabili di stato comporta dei tempi di calcolo molto ridotti rispetto al caso reale (a titolo di esempio, si riporta che una simulazione del sistema in una finestra di osservazione di 50 s ha richiesto un tempo di calcolo di circa 20 min su un calcolatore equipaggiato con un processore Intel i5-4690 3.5GHz).

5.2.4 MODELLAZIONE DEL LATO DC

Considerando il modello alle variabili di stato dell'inverter, è come se ci fosse un disaccoppiamento con il lato in DC, infatti nel modello matematico viene riportato solamente un valore costante di tensione, come si può notare in Figura 81, e non è più possibile notare l'estrazione di potenza dalla batteria al variare dei set point o in caso di guasti, come invece era possibile nel modello reale dell'inverter.

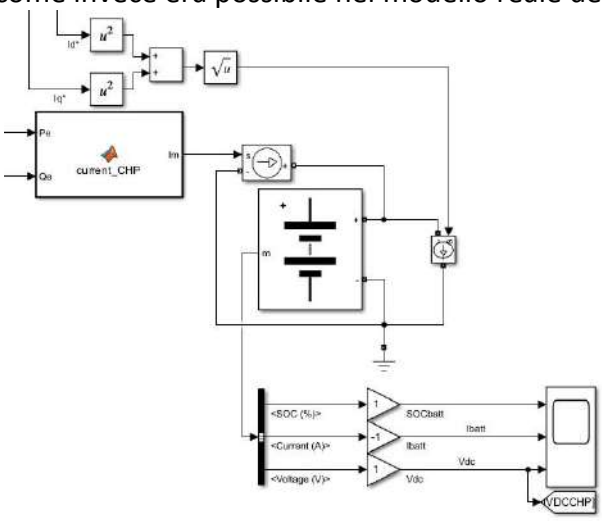


Figura 87. Modello Simulink per la scarica della batteria

Per valutare la variazione di tensione sulla batteria ed osservare il suo comportamento durante il normale esercizio e, soprattutto, durante il ctocto, si sono considerati due generatori pilotati di corrente. In Figura 87 è rappresentato un generatore di corrente pilotato in base alle potenze che vengono usate come riferimento per il generatore rotante, il quale si suppone che eroghi potenza costante durante il guasto:

$$I_{drif} = 1000\frac{2}{3}\frac{P_e}{325.27} \tag{82}$$

$$I_{qrif} = 1000\frac{2}{3}\frac{Q_e}{325.27} \tag{83}$$

$$I_{Mrif} = \sqrt{I_{drif}^2 + I_{qrif}^2} \tag{84}$$

Anche la tensione è costante in quanto controllata sul lato AC del generatore dal controllore di tensione. Lato rete e lato macchina sono disaccoppiati dalla presenza dei due convertitori.
Un altro generatore posto in parallelo alla batteria ne permette la scarica nel momento in cui le correnti I_{ddis} e I_{qdis} in uscita dal saturatore (Figura 79) diventato grandi a causa del guasto.

$$I_{Mdis} = \sqrt{I_{ddis}^2 + I_{qdis}^2} \tag{85}$$

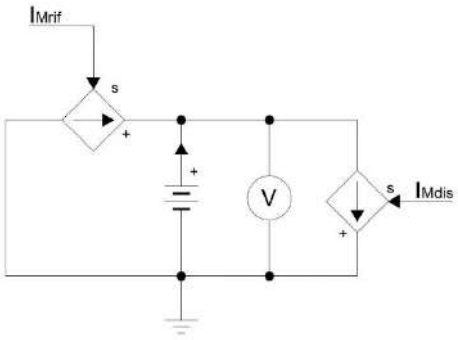


Figura 88. Modello circuitale per la scarica della batteria

5.2.5 TRASFORMAZIONE NELLE COORDINATE DI FASE a, b, c

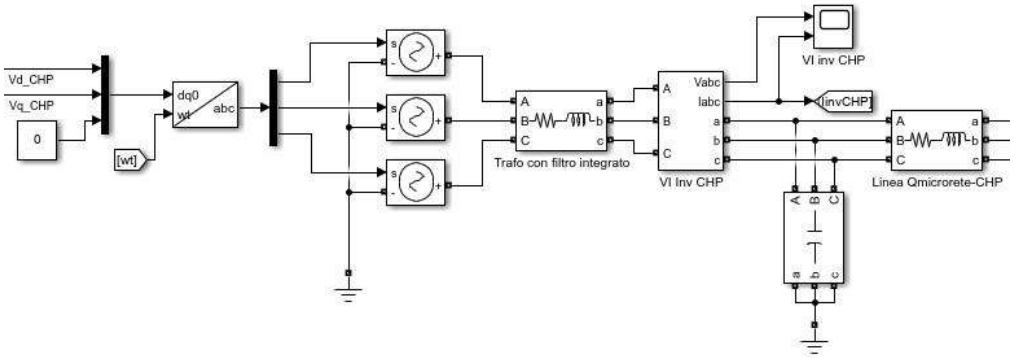


Figura 89. Trasformazione da sistema di riferimento d-q in abc e interfaccia tra modello matematico e potenza

Come mostrato in Figura 89, per consentire all'inverter di interfacciarsi con la rete di potenza è necessario ricorrere a due artifici:

- Un artificio matematico che effettui la trasformazione di coordinate da un sistema di riferimento rotante d-q ad un sistema trifase sinusoidale simmetrico in cui le tre tensioni presentano stesso modulo e sfasamento di 120° l'una dall'altra in modo da alimentare le tre fasi della rete trifase. Questo passaggio si rende necessario dal momento che i PID non sono in grado di correggere dei segnali sinusoidali e quindi precedentemente è stato necessario introdurre un sistema di riferimento d-q.

- Il secondo artificio consiste nel convertire un segnale matematico derivato dalla trasformazione in coordinate abc in un segnale di potenza che possa alimentare il filtro: per farlo, si utilizzano generatori controllati di tensione collegati a stella.

A valle si considera un trasformatore con filtro LCL integrato per ridurre il contenuto armonico dei segnali PWM in uscita al convertitore DC/AC. La forma d'onda di tensione, infatti, assume un andamento come in Figura 83: facendo la FFT della forma d'onda ottenuta, si scopre che solo la prima armonica del segnale PWM corrisponde ad un segnale sinusoidale. Per cui si pongono dei filtri passa basso che possano consentire il passaggio delle prime armoniche in modo da fornire il Total Harmonic Distorsion (THD) minore del 5%. La restante parte del filtro è costituita da un condensatore e dalla linea di collegamento del CHP con il quadro di micro-rete.

5.2.6 MODELLAZIONE DELLA RETE

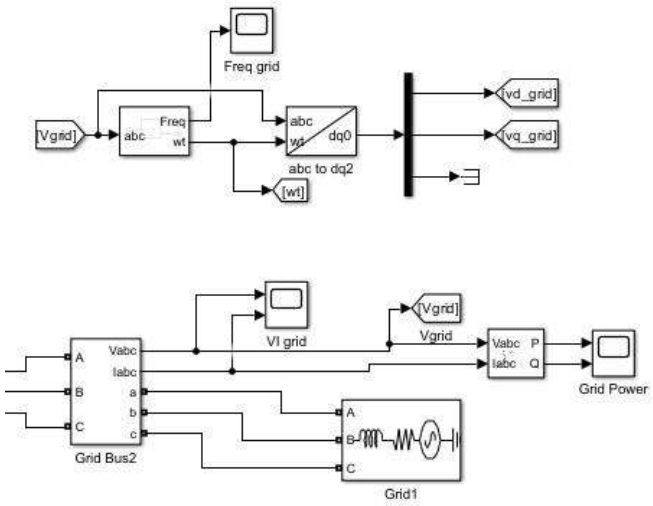


Figura 90. Modello della rete di distribuzione

La rete di distribuzione è stata modellata partendo dal lato in media tensione con i dati del punto di connessione forniti da Enel: tensione nominale Vn = 9 kV e corrente di cortocircuito Icc = 12.5 kA. Tramite le caratteristiche dei cavi in MT, del trasformatore e dei cavi in BT, si sono determinati i valori di resistenza e induttanza della rete vista dal quadro di microrete, ossia dal punto di connessione delle varie generazioni distribuite presenti nel sistema. Nella parte superiore di Figura 90 è mostrato il Phase Locked Loop (PLL), cioè un elemento il cui utilizzo permette di intercettare il valore della tensione di fase e considerare la

modalità di variazione della frequenza all'interno del sistema e, dunque, la pulsazione utile per la conversione da coordinate di fase abc in coordinate d-q e viceversa.

5.2.7 MODELLO SIMULINK DELLA MICROTURBINA

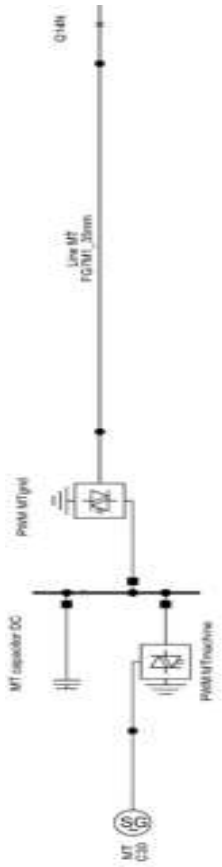


Figura 91. Schema unifilare microturbina

In Figura 91 è rappresentato lo schema unifilare della microturbina: anche in questo caso, la macchina è disaccoppiata dalla rete attraverso due convertitori (uno AC/DC e un inverter). Tale disaccoppiamento si ha a causa delle alte velocità di rotazione raggiunte dalla macchina dopo l'espansione dei gas e quindi, il modello usato per considerare la connessione alla rete è quello illustrato in Figura 92.

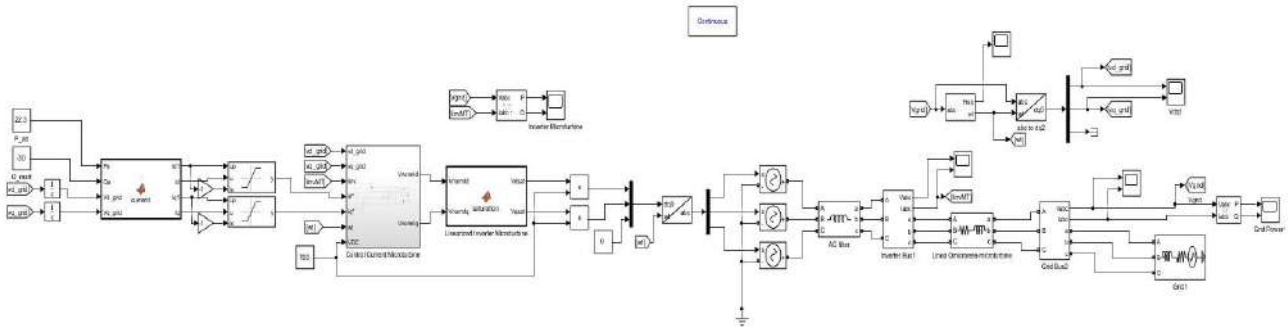


Figura 92. Modello Simulink della microturbina

Il modello della microturbina è molto simile a quello del cogeneratore: le uniche differenze risiedono nel filtro che è di tipo induttivo e non più LCL: questo comporta una variazione nella progettazione del controllore che deve interagire con la rete e rispondere alle variazioni di set point impostati.

5.2.8 MODELLO SIMULINK DEL BESS

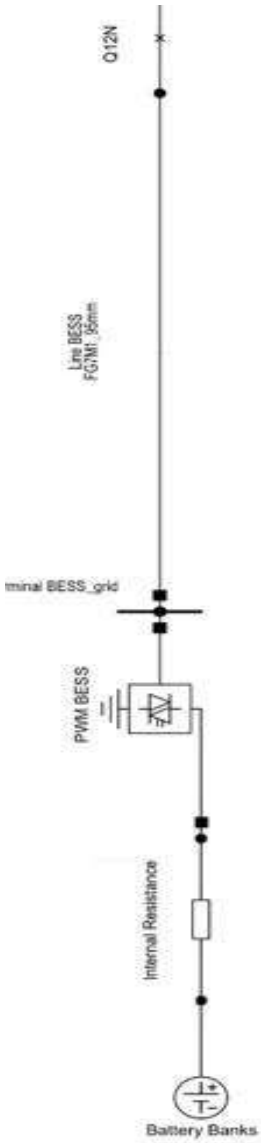


Figura 93. Schema unifilare del BESS

In Figura 93, il pacco di batterie da 60 kVA si interconnette alla rete tramite un inverter, il cui funzionamento consentito in questo caso è nei quattro quadranti, permettendo al BESS di assorbire o erogare potenza attiva: la batteria si troverà rispettivamente in uno stato di carica se P<0 e in uno stato di scarica se P>0, e, allo stesso modo, potrà erogare potenza reattiva induttiva se Q>0 o capacitiva se Q<0.

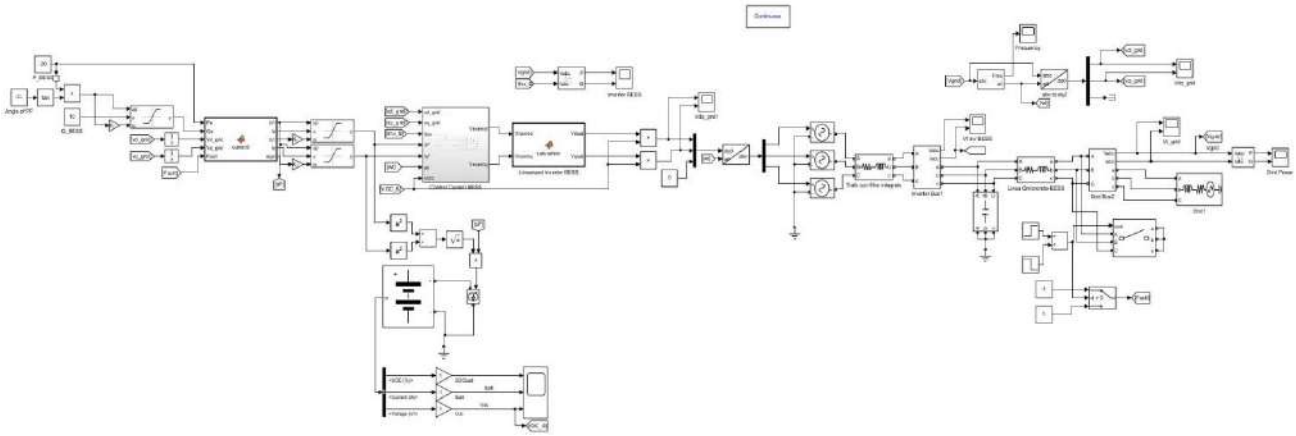


Figura 94. Modello Simulink del BESS

Allo stesso modo della microturbina, la differenza del modello del BESS con quello descritto dettagliatamente del CHP risiede nel filtro: al contrario di quanto veniva fatto nel CHP e nel generatore eolico, in uscita all'inverter non viene utilizzato un trasformatore con induttanza integrata, ma semplicemente un solenoide (induttore) per la riduzione delle armoniche, seguito da un condensatore e dall'impedenza della linea di connessione della macchina statica con il quadro di microrete.

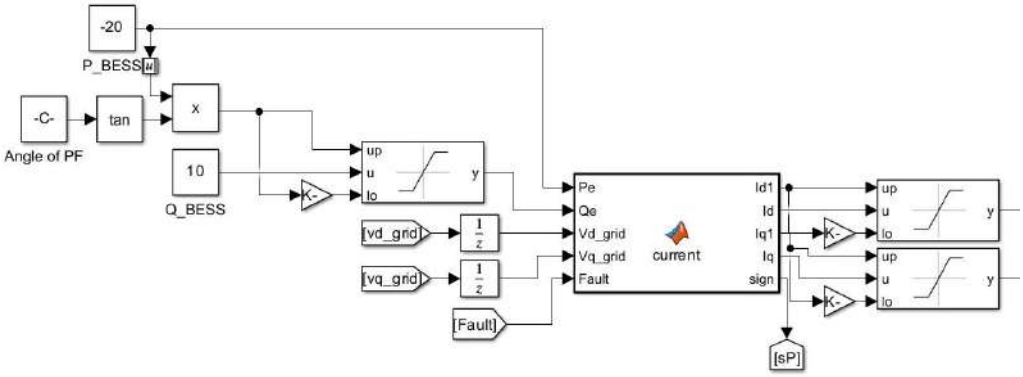


Figura 95. Generatore delle correnti di riferimento per il BESS

Poiché il BESS prevede anche variazione di potenza reattiva, il suo modello prevede anche set point di potenza reattiva da fornire in ingresso alla macchina statica per consentire l'inseguimento delle correnti desiderate. Poiché nei dati di targa dell'inverter è espresso il fattore di potenza limite in uscita pari al più 0.8, qualsiasi sia il valore di potenza reattiva imposta al generatore, questo risponderà al massimo con:

$$Q = (+/-)P \tan \varphi \qquad (86)$$

Inoltre, si è constatato che durante un cortocircuito, se la batteria è in uno stato operativo di assorbimento (è quindi in una fase di ricarica), comunque si ha una inversione della corrente che permette involontariamente l'alimentazione del guasto. Per far sì che questo accada, nel momento in cui si presenta il guasto, un segnale di inversione della corrente viene inviato alla batteria, in modo da poter visualizzare il suo contributo al guasto.

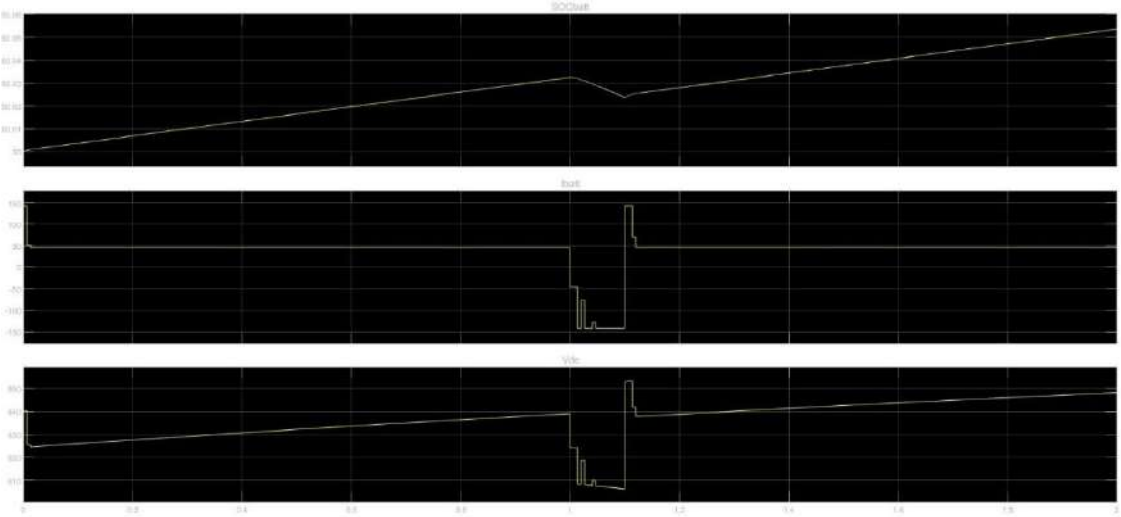


Figura 96. Andamento della corrente nella batteria durante la presenza del guasto

In Figura 96 è mostrata la variazione del SOC (State of Charge), la corrente e la tensione ai capi della batteria in presenza di un guasto che si manifesta in t = 1s e si estingue in t = 1.1s a causa dell'intervento delle protezioni.

5.2.9 MODELLO SIMULINK DEL GENERATORE EOLICO

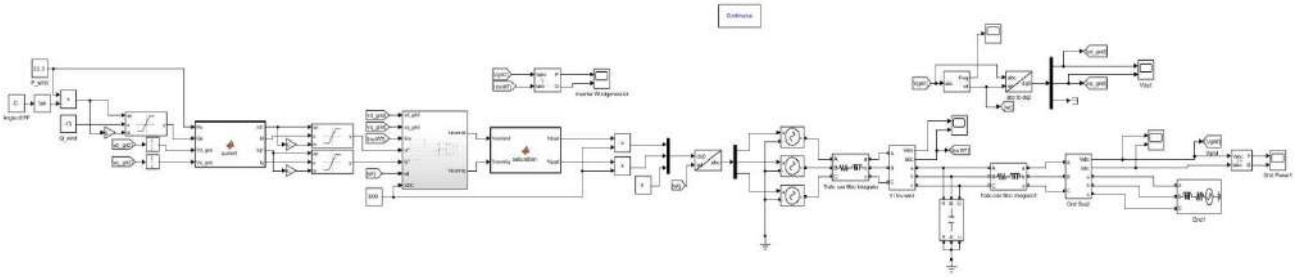


Figura 97. Modello Simulink del generatore eolico

Le caratteristiche del generatore eolico nella modellazione sono uguali a quelle dei modelli illustrati in precedenza, con la sola variazione dei parametri del controllore e del filtro.

CAPITOLO 6. METODO DI SSA APPLICATO AL CASO STUDIO.

6.1 ANALISI DI LOAD FLOW

Come espresso nel capitolo 4 nella formulazione generale del metodo proposto, il primo passaggio dello studio consiste nello svolgere un'analisi di Load Flow di tipo probabilistico.
A questo scopo si è usato il ToolBox open source PyPSA (Python for Power System Analysis) che adotta pacchetti Python come Pandas (per la lettura e la gestione di file provenienti da file eterogenei come Excel o CSV e per l'organizzazione di dati in strutture definite DataFrame) e Numpy (per il calcolo algebrico e matriciale).
Da contratto con l'Ente di Distribuzione, la tensione nel punto di connessione con la rete di distribuzione principale è di 231 V $\pm$ 10%. Quindi, a seconda delle condizioni, si potrebbe avere una tensione concatenata di cabina che oscilla tra un valore minimo $231 \cdot \sqrt{3} - 10\%\left(231 \cdot \sqrt{3}\right) = 360.1$ V e un valore massimo $231 \cdot \sqrt{3} + 10\%\left(231 \cdot \sqrt{3}\right) = 440.1$ V.
Studiando il comportamento della rete in corrispondenza di queste due condizioni estreme del valore di tensione, il comportamento che la rete assume quando la tensione di cabina è interna a questo range saranno valutate di conseguenza.
Essendo un metodo applicabile in modo preventivo e quindi offline, non vi è la necessità di ottenere rapidamente i risultati. Quindi, al fine di avere una buona affidabilità dei risultati, si sceglie di effettuare mille Load Flow in corrispondenza del valore minimo che la tensione di cabina può assumere e altri mille per il valore massimo della stessa. Serve quindi generare mille configurazioni di rete: si generano, dunque, i valori casuali relativi alle condizioni operative delle singole unità di rete entro i limiti delle curve di capability di ognuna di esse, cioè si costruiscono DataFrame di mille valori di potenza attiva e reattiva che si possono avere a ciascun nodo, perché interni ai limiti imposti da ciascuna unità. È doveroso, a tale scopo, sottolineare che la convenzione dei segni adottata in PyPSA è opposta a quella di rete: se nella convenzione di rete si ha che una potenza attiva positiva corrisponde a potenza erogata da quel nodo e che a potenza reattiva positiva corrisponde a potenza induttiva generata, nella convenzione adottata in simulazione i segni saranno opposti. Per questo motivo, al termine della simulazione, i valori di P e Q vengono cambiati di segno al fine di interpretare correttamente i risultati.
Per valutare quindi la sicurezza della microrete nei punti di funzionamento ottenuti, si riportano i risultati dei valori di tensione ai nodi relativi a una tensione di slack massima e minima a un valore base di tensione, assunto di $231 \cdot \sqrt{3} = 400.1$ V. In questo modo, sarà possibile effettuare un confronto tra i risultati e valutare, a seconda della taratura della protezione di ciascun nodo, se la condizione trovata è sicura o meno.
Di seguito sono riportati i passaggi svolti per l'analisi di Load Flow in corrispondenza del valore minimo di tensione di cabina. Il procedimento per ottenere i risultati dell'analisi in corrispondenza del valore massimo di tensione sarà analogo.

6.1.1 GENERAZIONE DEL DATAFRAME DI VALORI DI POTENZA CHE DEFINISCANO GLI ASSETTI DI RETE PROBABILI

Si considerano innanzitutto i limiti delle curve di capability di ciascuna unità connessa alla microrete, considerati nella convenzione di PyPSA:

- L'impianto fotovoltaico (PV) è composto da cinque stringhe di pannelli, ognuna delle quali può generare fino a 10 kW, per un totale di 50 kW. Queste però sono interfacciate con la rete con rispettivi inverter di 12 kVA ciascuno, per un totale di 60 kVA. Per questo motivo, vengono generati valori casuali all'interno del range [-60; +60] per poi limitare la potenza reattiva all'intervallo [-50; 0] kW, mentre la reattiva potrà spaziare tra [-60; +60] kVAr purché la potenza apparente non superi la taglia dell'inverter. Viene quindi svolta una prima scrematura, eliminando tutte le coppie di (P, Q) per le quali la potenza attiva sia inferiore di -50 kW o superiore di 0 kW perché occorre considerare solo la generazione non l'assorbimento. Delle coppie di valori che restano viene svolta la somma dei quadrati per verificare che sia inferiore al quadrato della potenza apparente massima definita dalla taglia dell'inverter (60 kVA) e, delle coppie di valori restanti, vengono considerate solo le prime mille per generare il DataFrame da usare nell'analisi di Load Flow.
- Il BESS ha capacità di 60 kVA in carica/scarica; quindi, sia la potenza attiva che la potenza reattiva possono variare nel range di [-60, 60] kW e kVAr. Si genera quindi un DataFrame di duemila coppie di valori casuali P e Q nell'intervallo stabilito. Calcolando poi la somma dei quadrati dei valori di P e Q, si verifica che sia minore o al più pari al limite di potenza apparente fornito dalla curva di capability del BESS. Di tutte le coppie di valori che soddisfano questa condizione, si considerano le prime mille.
- Il cogeneratore (CHP, COG nella rappresentazione) ha taglia di 120 kVA; quindi, può generare fino a 120 kW di potenza attiva e scambiare fino a ±120 kVAr di potenza reattiva; perciò, il DataFrame di duemila valori relativo a questa sbarra avrà due colonne: la P potrà variare nel range [-120, 0] kW e la Q nel range [-120, 120] kVAr. Viene poi effettuata la verifica della potenza apparente: tutte le coppie di valori vengono elevate al quadrato e sommate per poi verificare che il risultato sia minore del quadrato di 120. Delle coppie di valori risultanti si considerano le prime mille per effettuare l'analisi.
- La microturbina (MT) ha taglia pari a 30 kW a $\cos\varphi$ unitario; quindi, nel suo DataFrame di mille valori si avrà P variabile in [-30, 0] kW e Q fissata a 0.
- Il carico ha taglia di 120 kVA: può assorbire fino a 120 kW e scambiare ±120 kVAr, perciò P varierà in [0, 120] kW e Q in [-120, 120] kVAr. Il DataFrame di duemila valori random casuali allora subirà lo stesso trattamento dei precedenti, in modo da considerare solo le prime mille coppie che soddisfano la curva di capability.
- L'UPS invece è interfacciato tramite un inverter di 60 kVA, ma dalla analisi di rete, si nota come il massimo dell'assorbimento dei carichi ausiliari sia di 8,2 kW a $\cos\varphi$ unitario. Per questo motivo, viene generato un DataFrame di mille coppie di valori (P, Q) in cui Q è fissa a 0 kVAr, mentre P è formata da valori casuali.

Unendo tutti i valori ricavati in un unico DataFrame delle potenze ai nodi di rete, si ottiene una combinazione di mille configurazioni della microrete, come in Figura 98.

Questi sono i valori di input da fornire all'analisi di Load Flow per ottenere i relativi valori di tensione ai vari nodi di rete, quando la tensione di slack è pari al suo valore minimo e all'analisi relativa alla tensione di slack massima.

Index	p_set_PV	p_set_BESS	q_set_BESS	p_set_COG	q_set_COG	p_set_MT	q_set_MT	p_set_L1	q_set_L1	p_set_UPS	q_set_UPS
0	-19.7197	53.5595	1.68218	-93.8058	105.105	-5.8989	-2.37295	99.404	117.64	-1.60836	-18.73
1	-41.1376	32.3865	-33.1385	-12.0666	48.5686	-13.931	-0.194639	54.5978	15.2582	-6.75985	-7.19899
2	-8.07541	20.2255	-17.1531	-1.19252	83.1581	-1.69737	4.11486	101.951	27.1556	-8.38163	6.55247
3	-9.90434	-5.8613	36.1831	-4.13099	27.3074	-25.076	4.22913	59.0989	110.731	-2.64199	-33.5239
4	-30.4441	9.34029	-56.7014	-75.8748	35.0453	-6.27323	2.21783	52.8442	-115.575	-2.79239	1.0085
5	-29.4962	-28.6895	20.0644	-82.2318	-72.8661	-17.4837	2.92969	23.4263	-74.9618	-1.36978	-2.76154

Figura 98. Esempio di DataFrame delle configurazioni della rete in esame ottenute con metodo Monte Carlo

6.1.2 ANALISI DI LOAD FLOW PER TENSIONE DI SLACK FISSA

A questo punto entra in gioco PyPSA. Poiché i nodi di rete, eccetto quello di slack, sono modellati come sbarre di tipo PQ (ossia nodi dei quali i valori di potenza attiva e reattiva sono fissati), per convenzione di PyPSA, i valori delle potenze sono da considerarsi come espresse in MW e MVAr, mentre le tensioni sono espresse in kV. Per questo motivo i valori di potenza ricavati nello step precedente vanno moltiplicati per 10^{-3}, in modo da riportarsi nella convenzione del software.
Per poter ottenere risultati rappresentabili nello spazio tridimensionale, si sceglie di considerare solo i valori delle sbarre di PV (Bus 1) e BESS (Bus 2), mantenendo nulli gli ingressi relativi alle altre sbarre, come se non fossero presenti sulla rete ottenendo quindi una rete come in Figura 99.

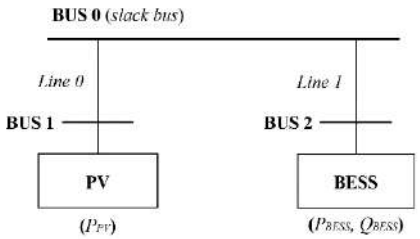


Figura 99. Layout del caso studio considerato

Ovviamente, per ottenere risultati completi, il procedimento deve essere effettuato con tutte le sbarre connesse, rinunciando però ad una rappresentazione grafica nello spazio n-dimensionale (in cui n è il numero di variabili, P e Q, di tutte le sbarre di rete).
Il software applica il metodo di Newton-Raphson per la risoluzione del Power Flow e fornisce in uscita i valori dei moduli (valutati in p.u. perché riportati al valore base di tensione) e delle fasi (in gradi) delle tensioni ai nodi, oltre che i flussi di potenza lungo le linee (in MW).
Questi risultati vengono inseriti in specifici DataFrame che, uniti a quello relativo agli ingressi riportato nella convenzione dei segni della microrete, fornisce le mille configurazioni di rete trovate, come mostrato in Figura 100 relativa ai risultati di Load Flow effettuato per valore di tensione di cabina minima.

Index	Bus No 0	Bus No 1	Bus No 2	Bus No 3	Bus No 4	Bus No 5	Bus No 6	TetaBus0	TetaBus1	TetaBus2	TetaBus3	TetaBus4	TetaBus5	TetaBus6
0	0.9	0.900931	0.899081	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0147294	-0.0132287	0	0	0	0
1	0.9	0.901939	0.899595	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0306929	-0.0449981	0	0	0	0
2	0.9	0.900381	0.899731	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00603551	-0.0242605	0	0	0	0
3	0.9	0.900468	0.89994	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00740173	0.0408307	0	0	0	0
4	0.9	0.901436	0.900091	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0227271	-0.0640173	0	0	0	0
5	0.9	0.901391	0.900399	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0220206	0.0297689	0	0	0	0

Figura 100. DataFrame dei mille risultati dell'analisi di Load Flow

Come si evince dalla tabella, la sbarra di slack ha tensione posta al suo valore minimo. Se 231 V corrisponde a 1 p.u., il 10% in meno di questa quantità varrà 0.9 p.u. e così anche tutte le sbarre connesse delle quali si sono posti a zero i valori di potenza. I risultati così ottenuti andranno suddivisi in altri due DataFrame, uno relativo ai punti di funzionamento ritenuti sicuri e l'altro relativo ai punti di funzionamento insicuri. Il discriminante sarà il range di taratura delle relative protezioni.
In questo caso specifico, si ha che:

- Il relè di protezione dell'impianto fotovoltaico (sbarra 1) ha taratura compresa tra 160 V e 280 V, che in p.u. corrisponde a [0.899, 1.1025] p.u.
- Il relè di protezione del BESS (sbarra 2), invece, ha range di taratura [0.899, 1.101] p.u.

Ciò significa che, qualora la tensione relativa al PV ottenuta come risultato del Load Flow ecceda il primo intervallo, si considererà l'intero assetto di rete come insicuro e la rispettiva riga di dati verrà inserita in un DataFrame relativo ai punti di funzionamento ritenuti insicuri per via di una tensione ritenuta inaccettabile al nodo 1. Se invece la tensione rispetta il vincolo, la relativa riga verrà inserita in un DataFrame di punti di funzionamento ritenuti sicuri, per poi successivamente verificare la sicurezza di quel punto di funzionamento anche per tutte le altre sbarre.
Analogamente per il BESS alla sbarra 2, di cui si riportano il DataFrame dei punti di funzionamento stabili in Figura 101 e quelli instabili in Figura 102.
Il procedimento viene ripetuto imponendo una tensione alla sbarra di slack pari al suo valore massimo (1.1 p.u.) ottenendo anche in questo caso quattro DataFrame: uno per i punti di funzionamento che si possono ritenere sicuri, l'altro per quelli che eccedono i limiti di sicurezza, sia per la sbarra 1 (PV) che per la sbarra 2 (BESS).

Si hanno quindi mille condizioni operative per una tensione di cabina minima che possono risultare sicure o insicure e altre mille per una tensione di cabina massima. La sicurezza viene valutata per due sbarre e quindi risultano otto DataFrame di risultati che vengono poi esportati in Excel, in modo da poterli utilizzare in Matlab, per proseguire con l'analisi di sicurezza.

Index	Bus No 0	Bus No 1	Bus No 2	is No	is No	is No	is No	taBus	TetaBus1	TetaBus2	taBus	taBus	taBus	taBus	p_set_PV	p_set_BESS	q_set_BESS	p_set_COG
0	0.9	0.900931	0.899081	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0147294	-0.0132287	0	0	0	0	19.7197	-53.5595	-1.68218	93.8058
1	0.9	0.901939	0.899595	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0306929	-0.0449981	0	0	0	0	41.1376	-32.3865	33.1385	12.0666
2	0.9	0.900381	0.899731	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00603551	-0.0242605	0	0	0	0	8.07541	-20.2255	17.1531	1.19252
3	0.9	0.900468	0.89994	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00740173	0.0408307	0	0	0	0	9.90434	5.8613	-36.1831	4.13099
4	0.9	0.901436	0.900091	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0227271	-0.0640173	0	0	0	0	30.4441	-9.34029	56.7014	75.8748
5	0.9	0.901391	0.900399	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0220206	0.0297689	0	0	0	0	29.4962	28.6895	-20.0644	82.2318

Figura 101. Punti di funzionamento sicuri nell'analisi del bus 2 (BESS)

Index	Bus No 0	Bus No 1	Bus No 2	is No	is No	is No	is No	taBus	TetaBus1	TetaBus2	taBus	taBus	taBus	taBus	p_set_PV	p_set_BESS	q_set_BESS	p_set_COG
76	0.9	0.901663	0.898962	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0263221	-0.00171255	0	0	0	0	35.2687	-57.4916	-13.3256	109.54
185	0.9	0.900452	0.898972	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00715995	-0.0118262	0	0	0	0	9.58066	-59.1894	-4.43693	71.6452
216	0.9	0.900469	0.89896	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.007426	-0.0110006	0	0	0	0	9.93683	-59.6999	-5.33094	37.5006
267	0.9	0.900319	0.898963	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.00505378	-0.00578644	0	0	0	0	6.76141	-58.3518	-9.79088	1.90252
283	0.9	0.901425	0.898982	0.9	0.9	0.9	0.9	0	0.0225491	0.0111475	0	0	0	0	30.2053	-53.5305	-24.1608	33.5816

Figura 102. Punti di funzionamento insicuri nell'analisi del bus 2 (BESS)

6.2 DEFINIZIONE DELLA REGIONE E DEI MARGINI DI SICUREZZA

Innanzitutto, si crea una rappresentazione grafica dei risultati ottenuti. Importando i DataFrame dei valori relativi ai diversi punti di funzionamento, si rappresentano nello spazio tridimensionale in cui gli assi corrispondono agli input del problema, ossia le potenze attive e reattive delle sbarre in esame, similmente alla Figura 53.

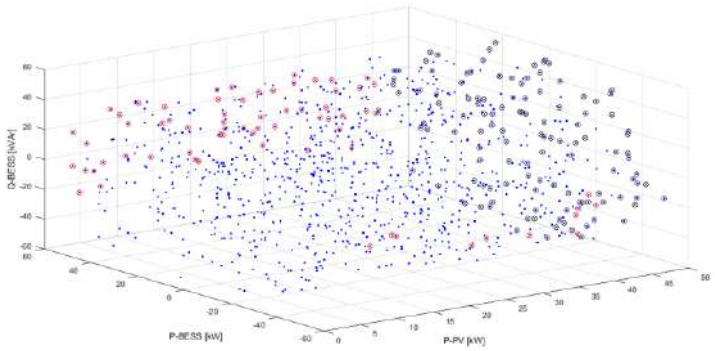


Figura 103. Rappresentazione grafica dei punti di funzionamento ottenuti dalla simulazione

In questo caso specifico tridimensionale, si ottiene la Figura 103, in cui in blu sono rappresentati i punti di funzionamento corrispondenti ad un comportamento sicuro della rete, i punti cerchiati di rosso rappresentano i punti di funzionamento insicuri per via di una tensione inaccettabile alla sbarra del BESS e i punti cerchiati di nero corrispondono ai punti di funzionamento insicuri per via di una tensione inaccettabile alla sbarra dell'impianto fotovoltaico. Gli assi del sistema di riferimento corrispondono a:

$$\begin{cases} x = P_{PV} \\ y = P_{BESS} \\ z = Q_{BESS} \end{cases} \tag{87}$$

Vengono poi raggruppati in un'unica matrice tutti i punti di funzionamento sicuri e in un altro vettore i punti di funzionamento insicuri.
Si costruisce l'ellissoide a minimo volume contenente i punti di funzionamento sicuri utilizzando la tecnica del MVEE, cioè l'algoritmo Khachiyan [53], ottenendo quindi la Figura 104.

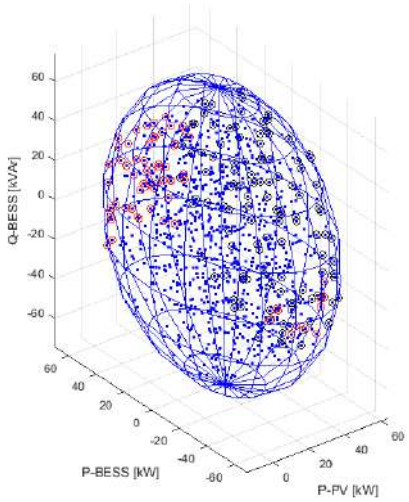


Figura 104. Ellissoide a minimo volume contenente tutti i punti di funzionamento ottenuti dalla simulazione

Ruotando l'immagine, si analizzano brevemente i risultati ottenuti.
In Figura 105, gli assi di riferimento sono quelli relativi alla P e Q del BESS e si nota come i punti di funzionamento insicuri per via di tensioni al BESS inaccettabili (in rosso) si trovino in corrispondenza di valori di P vicini ai limiti di capability. Infatti, riprendendo il DataFrame dei risultati contenenti questi punti, si ha, ad esempio, che:

- Per V_{slack} minima (0.9 p.u.), la V_{BESS} in una riga qualsiasi del DataFrame, vale, per esempio, 0.898962 p.u. quando la potenza al nodo 2 vale $P_{BESS} = -57.4916\ kW$ e $Q_{BESS} = -13.3256\ kVAr$. Cioè, in questa condizione, il BESS sta assorbendo potenza attiva e quindi la tensione al suo nodo deve necessariamente essere minore della tensione di slack che sta fornendo tale potenza, per via della caduta di tensione lungo la linea. In altri termini, il comportamento insicuro dovuto al BESS quando la tensione di slack è al suo minimo si ha solo quando il BESS drena potenza.
- Viceversa, per V_{slack} massima (1.1 p.u.), la V_{BESS} in una riga qualsiasi del DataFrame, vale, per esempio, 1.10123 p.u. quando la potenza al nodo 2 vale $P_{BESS} = 59.8403\ kW$ e $Q_{BESS} = -2.07752\ kVAr$. Cioè, in questa condizione, il BESS sta erogando potenza attiva; perciò, la sua tensione sarà maggiore della tensione di slack. Dunque, il comportamento insicuro dovuto al BESS quando si considera una tensione di slack massima si ha solo quando il BESS genera potenza.

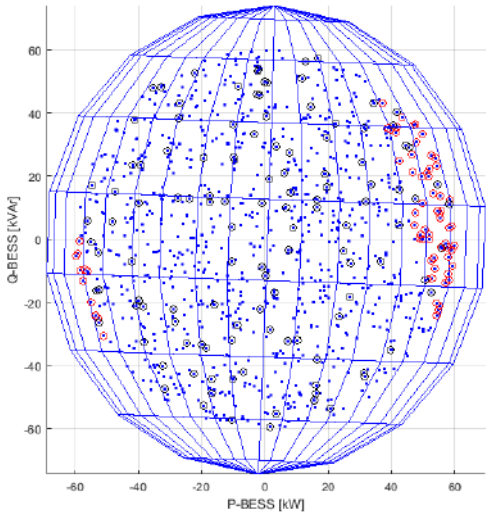


Figura 105. Proiezione del MVEE sul piano $\mathbf{P_{BESS} - Q_{BESS}}$

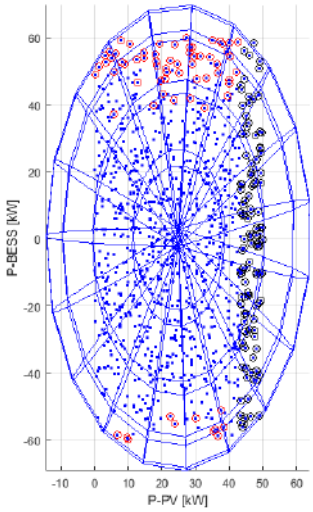


Figura 106. Proiezione del MVEE sul piano $\mathbf{P_{PV} - P_{BESS}}$

Analogamente, per il comportamento dell'impianto fotovoltaico porterà a valori di tensioni eccedenti i limiti di sicurezza solo nei pressi del massimo valore di potenza che può fornire, come mostrato in Figura 106.

Questa situazione è valida fintanto che si considera una rete radiale, in cui non c'è dipendenza tra le tensioni alle varie sbarre. In una rete magliata, non si possono fare considerazioni di questo tipo, in quanto il valore di tensione ad un nodo della rete non dipende solo dalla tensione di slack e dalla potenza al nodo, ma dipende strettamente anche dalle condizioni di tutti gli altri nodi della maglia.

6.2.1 PUNTI DI FUNZIONAMENTO INSICURI NEL MVEE

Il passaggio successivo è quello di individuare la posizione dei punti di funzionamento insicuri rispetto all'ellissoide principale.

Tutti i punti di funzionamento che eccedono i limiti di sicurezza esterni all'ellissoide principale, verranno scartati. Quelli che invece si trovano all'interno, dovranno subire un processo di clusterizzazione.

Quindi si studiano i punti all'interno della matrice contente le condizioni insicure: considerando la condizione

$$\left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}_{\mathrm{unsecure}}} - \mathbf{c}\right)^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{A} \cdot \left(\mathbf{X}_{\mathrm{pi}_{\mathrm{unsecure}}} - \mathbf{c}\right) \leq 1 \tag{88}$$

in cui $\mathbf{c}$ e $\mathbf{A}$ sono il vettore delle coordinate del centroide e la matrice caratteristica dell'ellissoide principale ricavate nell'analisi precedente, tutti i punti che soddisferanno questa condizione saranno interni all'ellissoide principale e verranno inseriti in un ulteriore vettore che verrà utilizzato per il metodo K-means relativo all'identificazione dei cluster. Tutti gli altri punti verranno scartati.

Questo vettore risultante viene esportato in Excel per poterlo utilizzare nel software in Python che consente la clusterizzazione. Tramite metodo Elbow, si ottiene che il numero ottimale di cluster è tre, come mostrato in Figura 56.

Il metodo K-means utilizzato fornisce in uscita quindi tre matrici non nulle ciascuna delle quali corrisponde al gruppo di punti relativo ad un cluster. Queste vengono poi esportate per poterle implementare in Matlab e ottenere la rappresentazione grafica di Figura 107 in cui i cluster sono rappresentati in rosso.

Si sceglie, a questo punto di implementare un margine di sicurezza (denominato $\mathbf{a}$ nel capitolo 4) pari al 10% del semiasse maggiore dell'ellissoide principale. Questa quantità verrà aggiunta ai semiassi di ogni cluster per aumentarne le dimensioni e consentire lo studio di sicurezza. Il procedimento è quello esposto nel capitolo relativo al metodo generale: si agisce sui valori della matrice caratteristica di ogni ellissoide secondario rappresentante un cluster in modo da ingrandirlo. Il risultato di questa operazione è mostrato in Figura 108 in cui i "cluster aumentati" sono rappresentati in giallo. Mentre, in Figura 109 è rappresentata la proiezione di questa rappresentazione sul piano $\mathrm{P_{PV}} - \mathrm{P_{BESS}}$.

La frontiera di sicurezza sarà data dall'intersezione della superficie dell'ellissoide principale con quelle dei "cluster aumentati". I punti interni alla regione così ricavata saranno da considerarsi corrispondenti a un comportamento sicuro della microrete. Perciò, qualora la rete dovesse trovarsi a lavorare ad esempio nella regione compresa tra ellissoidi secondari e loro aumentati, occorrerà spostarli all'interno della regione appena trovata, per evitare che un disturbo qualsiasi sulla rete possa provocarne il collasso e quindi il blackout.

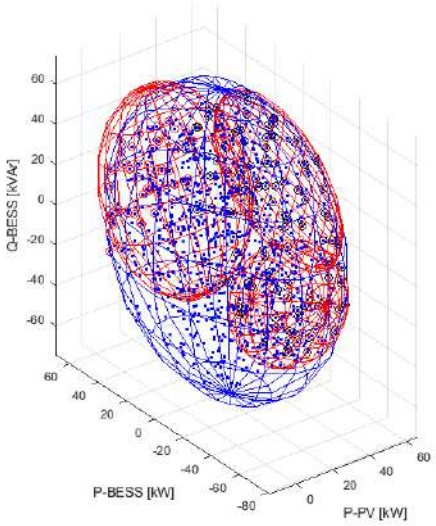


Figura 107. Rappresentazione del risultato di clusterizzazione

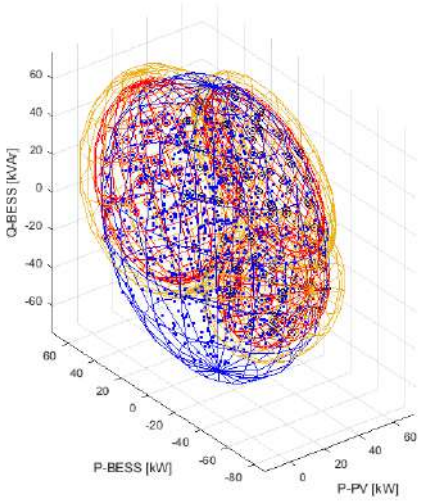


Figura 108. Rappresentazione degli ellissoidi secondari ai quali è stato aggiunto un margine di sicurezza.

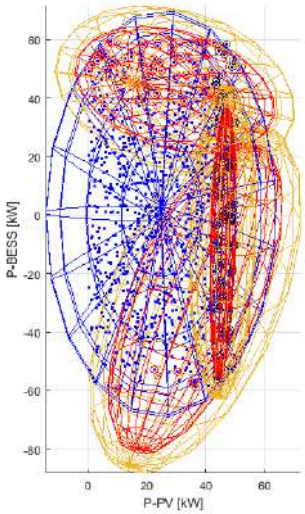


Figura 109. Proiezione dei MVEE ottenuti sul piano $\mathbf{P_{PV} - P_{BESS}}$

6.3 ANALISI DI STABILITÀ DI UN PUNTO DI FUNZIONAMENTO

Sia $\mathbf{X}_{\mathrm{pi}}$ il vettore delle coordinate rappresentative lo stato di funzionamento reale della rete, proveniente da misure effettive o, risultante ad esempio, da un'analisi di dispacciamento economico.
Individuando la posizione di questo punto all'interno dello spazio n-dimensionale (nel caso specifico, tridimensionale), si può studiarne la sicurezza attraverso l'identificazione della sua posizione rispetto alle frontiere degli ellissoidi trovate nello step precedente.
Si verifica allora che il punto in esame sia contemporaneamente interno all'ellissoide principale ed esterno a tutti gli ellissoidi secondari e ai rispettivi "ellissoidi aumentati".
Se questa condizione è verificata, allora la microrete può considerarsi in uno stato operativo sicuro, altrimenti occorrerà modificare l'assetto di rete per soddisfare i requisiti di sicurezza, cioè, occorrerà cambiare punto operativo.
Si consideri, ad esempio, il punto individuato in Figura 110.
Questo punto corrisponde ad una condizione operativa sicura perché il punto è interno all'ellissoide principale ed esterno a tutti gli ellissoidi secondari, ma non soddisfa il margine di sicurezza implementato, in quanto il punto è interno ad uno dei "cluster aumentati".
È chiaro allora che occorra necessariamente fare in modo che la rete si porti a lavorare in un'altra condizione operativa il cui corrispondente punto nello spazio n-dimensionale sia interno all'ellissoide principale ed esterno sia a tutti gli ellissoidi secondari che ai loro "aumentati".

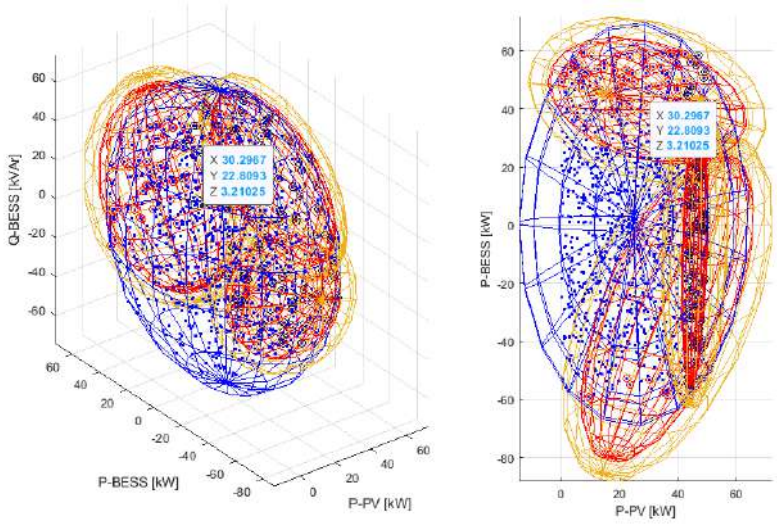


Figura 110. Individuazione della condizione operativa in esame nello spazio n-dimensionale

6.4 RICERCA DI UN NUOVO PUNTO OPERATIVO

Per maggiore chiarezza di rappresentazione, si mantengono in figura solo i contorni delle frontiere degli ellissoidi trovati che interessano il punto di funzionamento in esame (evidenziato in nero) in Figura 111. Una volta stabilito che la condizione operativa in esame non soddisfa il margine di sicurezza scelto, la ricerca del nuovo punto di funzionamento nel quale si dovrà spostare la microrete viene effettuata tramite la risoluzione del problema di ottimizzazione, mostrato nel paragrafo 4.6.

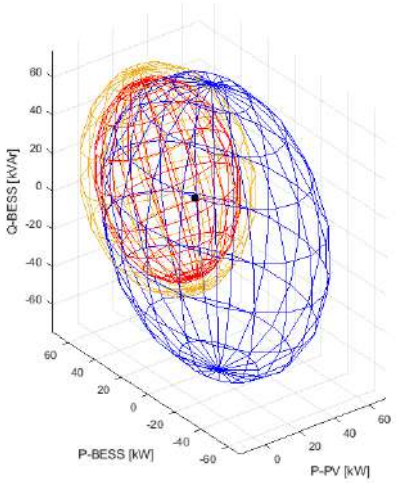


Figura 111. Rappresentazione della condizione operativa insicura della microrete nello spazio n-dimensionale

Come precedentemente spiegato, il nuovo punto da trovare deve essere interno all'ellissoide principale, esterno a tutti gli ellissoidi secondari e a quelli di dimensioni maggiori e deve essere tale per cui la sua distanza dal punto in esame sia minima soddisfacendo i limiti delle curve di capability delle unità di rete.

Inoltre, c'è da considerare che in questo caso una delle variabili del sistema è la P_{PV} che non è controllabile: per questo motivo, un ulteriore vincolo del problema sarà quello per il quale la coordinata del nuovo punto relativa a questo parametro non cambi rispetto al punto di funzionamento in esame. Perciò si rappresenta un piano parallelo a $P_{BESS} - Q_{BESS}$ che abbia coordinata P_{PV} pari a quella del punto in esame, come mostrato in Figura 112.

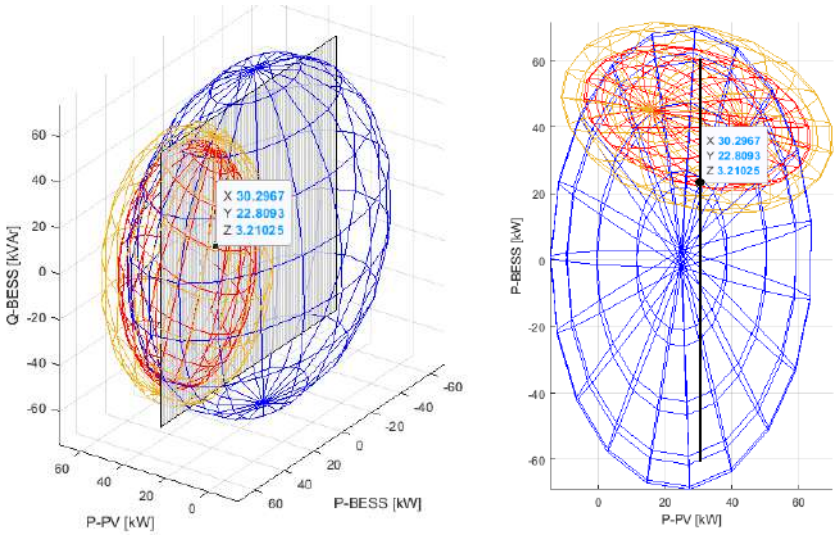


Figura 112. Rappresentazione del piano parallelo a $\mathbf{P_{BESS} - Q_{BESS}}$ con coordinata $\mathbf{P_{PV}}$ pari a quella del punto in esame

Proiettando il nuovo punto di funzionamento sugli assi di riferimento, si ottiene il nuovo valore di potenza che la relativa sbarra deve fornire affinché la microrete assuma un comportamento sicuro entro il margine desiderato.

Nel caso specifico, come mostrato in Figura 113, si avrà che:

- L'impianto fotovoltaico che stava fornendo $P_{PV} = 30.2967\ \text{kW}$, non modificherà la sua produzione e $P'_{PV} = 30.2967\ \text{kW}$;
- Il BESS che stava lavorando nella condizione ($P_{BESS} = 22.8093\ \text{kW}$; $Q_{BESS} = 3.21025\ \text{kVAr}$), dovrà portarsi a lavorare nel punto di funzionamento ($P'_{BESS} = 14.3368\text{kW}$; $Q'_{BESS} = 5.00957\ \text{kVAr}$).

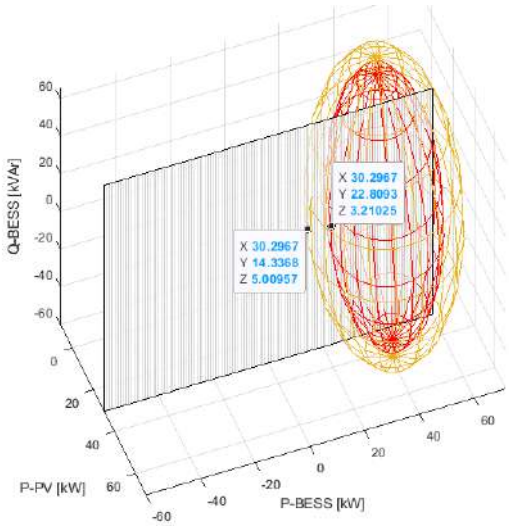


Figura 113. Rappresentazione del nuovo punto di funzionamento soddisfacente i vincoli imposti e posizionato alla minima distanza dal punto iniziale

6.5 VERIFICA DELLA SICUREZZA DEL NUOVO PUNTO DI FUNZIONAMENTO

A questo punto si esporta il vettore delle componenti del nuovo punto di funzionamento per poterlo utilizzare in un'ulteriore analisi di Load Flow in Python. Ricordando che ogni componente del vettore corrisponde ad un valore di potenza attiva o reattiva ad una sbarra, il vettore delle componenti della nuova condizione operativa corrisponde al vettore di input del problema di Load Flow.
Anche in questo caso, l'analisi viene svolta per una tensione di slack bus pari al suo valore minimo e al suo valore massimo per una sola condizione, che è quella risultata dallo step precedente. Se, in entrambe le analisi, la tensione di ogni sbarra risulterà entro i limiti di sicurezza, ossia nel range di funzionamento del relè di protezione corrispondente, la nuova condizione operativa può essere definita stabile e sicura qualsiasi sia il valore di tensione di cabina, altrimenti non può essere presa in considerazione per creare un assetto di rete migliore di quello attuale. [93]

CAPITOLO 7. METODO DI DSA APPLICATO AL CASO STUDIO.

In questa sezione, tramite le risposte nel dominio del tempo fornite dai modelli circuitali delle macchine generatrici presenti nella microrete del Politecnico di Bari, si vuole analizzare la stabilità del sistema in funzionamento grid-connected.
Un sistema connesso alla rete è definito stabile se, per guasti che si presenteranno all'interno della MG, i dispositivi di generatore (DDG) intervengono in un tempo sufficiente ad evitare l'apertura del dispositivo di interfaccia (DDI), processo che provocherebbe il funzionamento in isola non intenzionale.
Secondo la norma CEI 0-21 [54], un utente attivo, per interfacciarsi con la rete di distribuzione BT, deve presentare gli elementi mostrati in Figura 114:

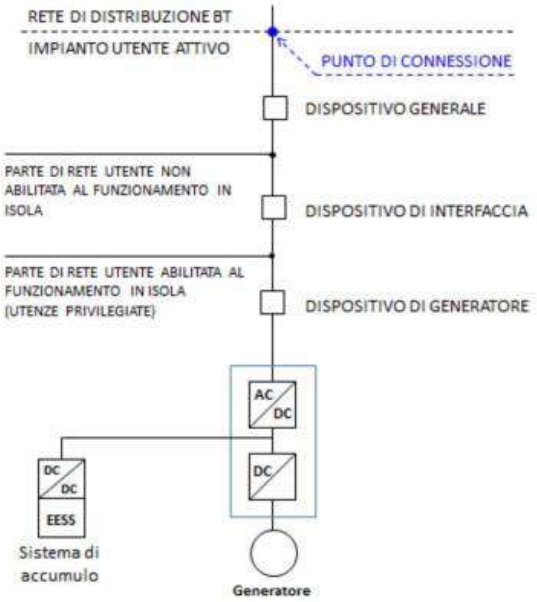


Figura 114: Connessione di un utente attivo alla rete di BT del DSO

Il DDI ha lo scopo di evitare che:

- In caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'utente possa alimentare la rete stessa;
- In caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete di BT cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- In caso di richiusure automatiche/manuali di interruttori sulla rete del DSO, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete, con la possibilità di danneggiamento della sorgente.

Per realizzare queste finalità, il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, deve fornire le seguenti funzioni:

- Protezione di massima/minima frequenza;
- Protezione di massima/minima tensione;
- Capacità di ricevere segnali finalizzati a:
  - Presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
  - Comando di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione).

Le regolazioni da apportare all'SPI sono riportate in Figura 115

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	1,5 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)** ◊	50,2 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)** ◊	49,8 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◊	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◊	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §

* Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 V_n e t = 0,150 s

** Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.

◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 V_n, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.

§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 35.

Figura 115: Regolazioni SPI

La normativa afferma che per i soli generatori statici, il SPI deve prevedere la possibilità di disabilitare, su comando locale protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di comunicazione, le soglie 81>S1 e 81<S1, consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47.5 Hz 81< e 51.5 Hz.
Sulla base di queste informazioni, in base al risultato fornito dalle simulazioni, si considererà il sistema stabile o meno, a seconda del punto di guasto.
Si può anticipare che, essendo la rete una sorgente a potenza infinita, per un guasto posizionato su una delle macchine, ove sarà decretato l'intervento del rispettivo DDG, la frequenza non subirà delle variazioni significative tale da far intervenire l'interruttore statico a semiconduttore (SS). Delle variazioni invece si avranno sui valori di tensione: infatti, il valore di tensione lato rete durante il guasto dipenderà dal partitore di tensione (89).

$$V_g = \frac{Z_g}{Z_r + Z_g} E \tag{89}$$

Nell'equazione (89), la E rappresenta la tensione imposta alla microrete durante le normali condizioni di funzionamento, Z_g l'impedenza di guasto e Z_r l'impedenza di rete. Le simulazioni per valutare la stabilità secondo quanto appena descritto, sono state eseguite sul modello in Figura 116 sviluppato in ambiente Matlab-Simulink: nel modello, le quattro macchine costituenti la MG, connesse alla rete di distribuzione, sono state modellate come descritto nei capitoli precedenti, e sono BESS, generatore eolico (WT), cogeneratore (CHP) e microturbina (MT).
I casi studio di cui si vuole studiare la stabilità presentano dei guasti trifase, quindi guasti simmetrici verso terra con una bassa resistenza di cortocircuito (pari a $1 \cdot 10^{-6}\ \Omega$). Quattro guasti sono simulati a "bocca" di macchina, ossia a monte dell'impedenza di linea che collega ciascuna macchina con il quadro di micro-rete, mentre un ulteriore guasto trifase è simulato sulla rete, come mostrato in Figura 118.

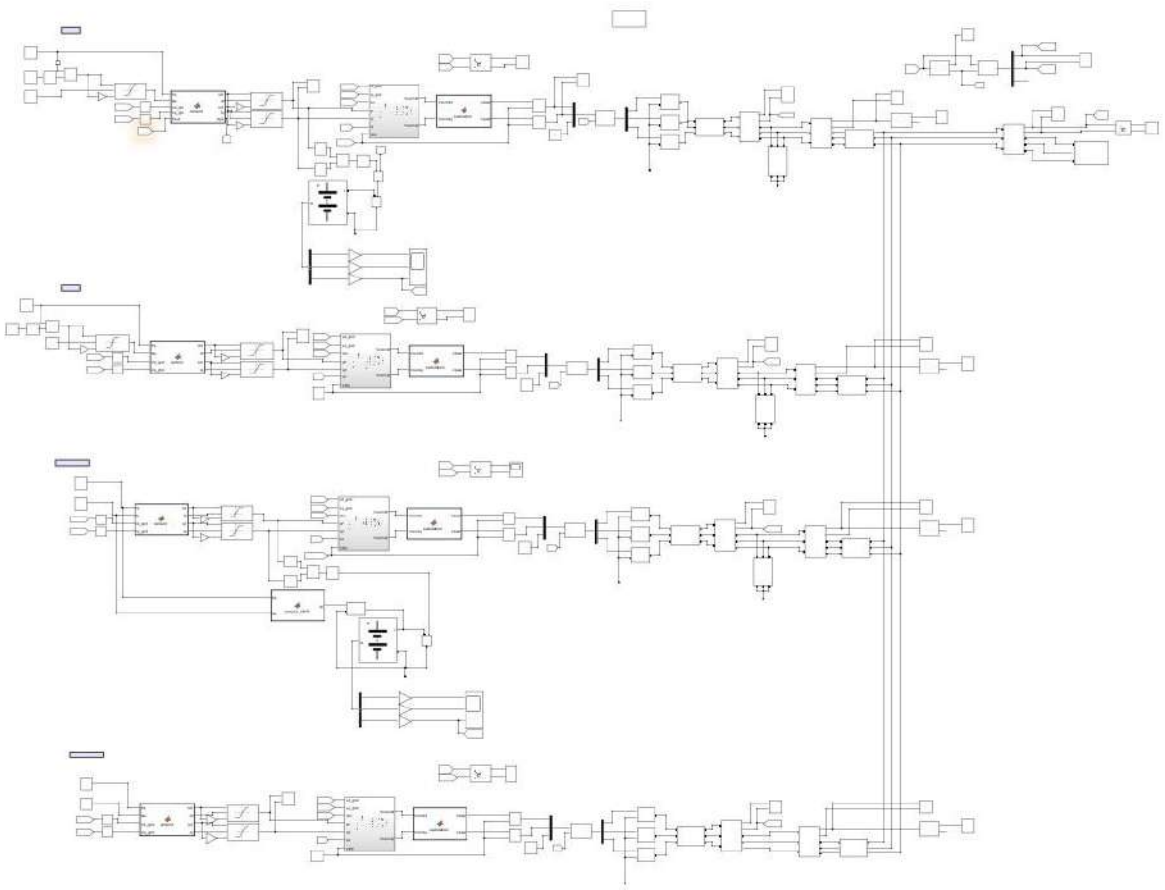


Figura 116: Modello completo della Microrete in ambiente Matlab-Simulink

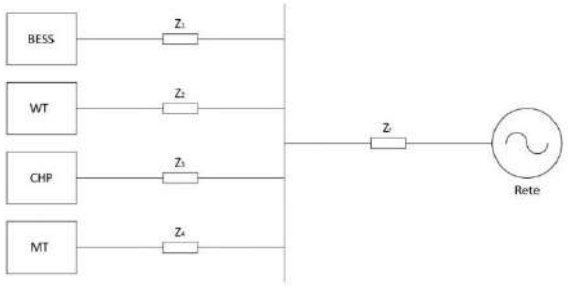


Figura 117: Schema a blocchi MG

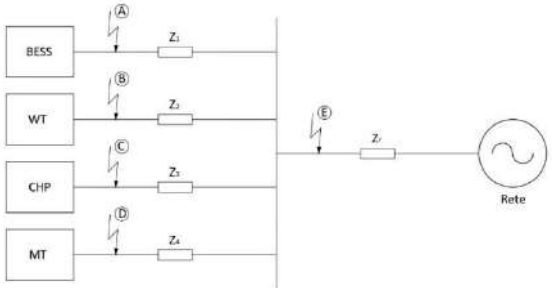


Figura 118: Vari casi studio della stabilità

Tabella 1: Parametri di Simulazione

Elementi		Descrizione	Valori	[u.m.]
BESS	P	Potenza Attiva BESS	40	kW
	Q	Potenza Reattiva BESS	22	kVAr
WT	P	Potenza Attiva Generatore Eolico	26	kW
	Q	Potenza Reattiva Generatore Eolico	12	kVAr
CHP	P	Potenza Attiva Cogeneratore	65	kW
	Q	Potenza Reattiva Cogeneratore	25	kVAr
MT	P	Potenza Attiva Microturbina	22.3	kW
	Q	Potenza Reattiva Microturbina	22.3	kVAr
Z_1		Impedenza Linea BESS-$Q_{\mu G}$	0.03105+j0.009775	Ω
Z_2		Impedenza Linea WT-$Q_{\mu G}$	0.0071+j0.00091	Ω
Z_3		Impedenza Linea CHP-$Q_{\mu G}$	0.01092+j0.008505	Ω
Z_4		Impedenza Linea MT-$Q_{\mu G}$	0.0852+j0.00888	Ω
Z_r		Impedenza rete	0.0086701+j0.0180824	Ω

Nei vari casi studio, le potenze attiva e reattiva erogate dai generatori vengono mantenute costanti e pari ai valori di Tabella 1: Parametri di Simulazione . Le variabili di interesse, da visualizzare tramite le simulazioni, sono:

- Forme d'onda istantanee di tensione;
- Forme d'onda istantanee di corrente;
- Forme d'onda di frequenza;
- Root Mean Square (RMS) delle forme d'onda di tensione;

Si è ipotizzato inoltre che le protezioni siano in grado di aprire il circuito in un tempo di 100ms.

7.1 CASO A: guasto sul BESS

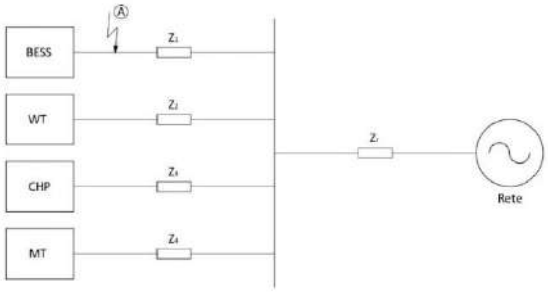


Figura 119. Guasto sul BESS

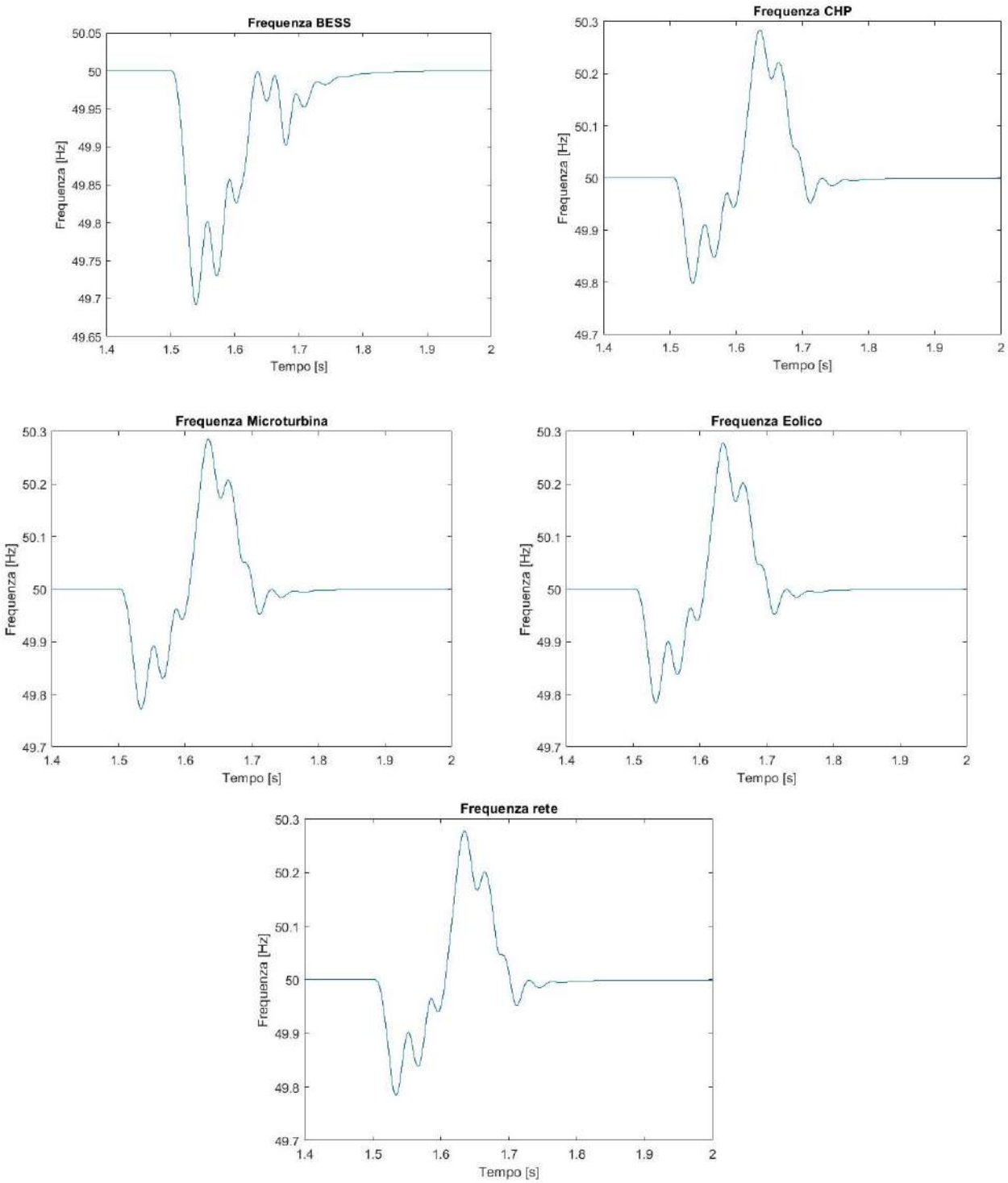


Figura 120. Variazione di Frequenza su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul BESS

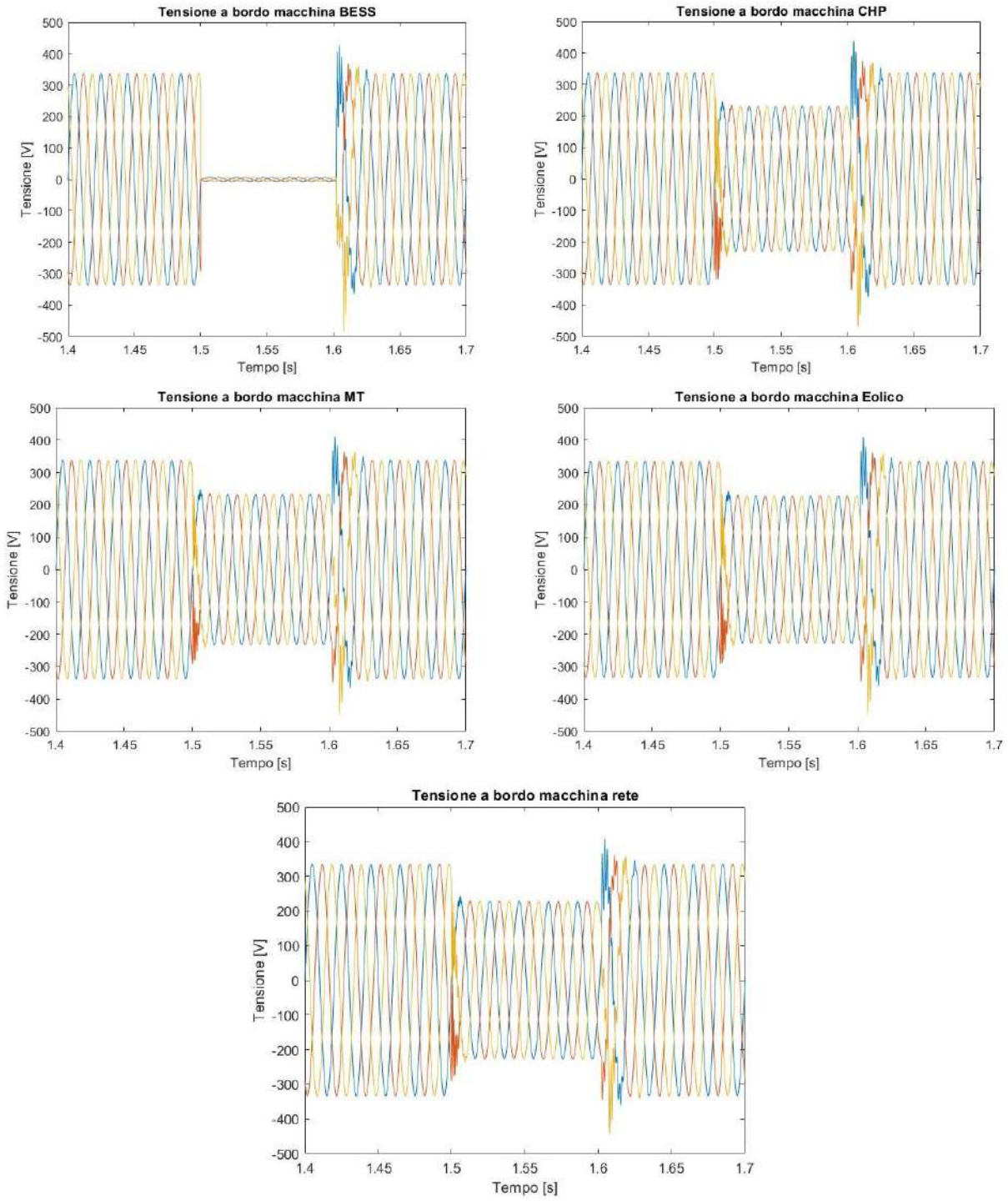


Figura 121. Variazioni di Tensione istantanee su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul BESS

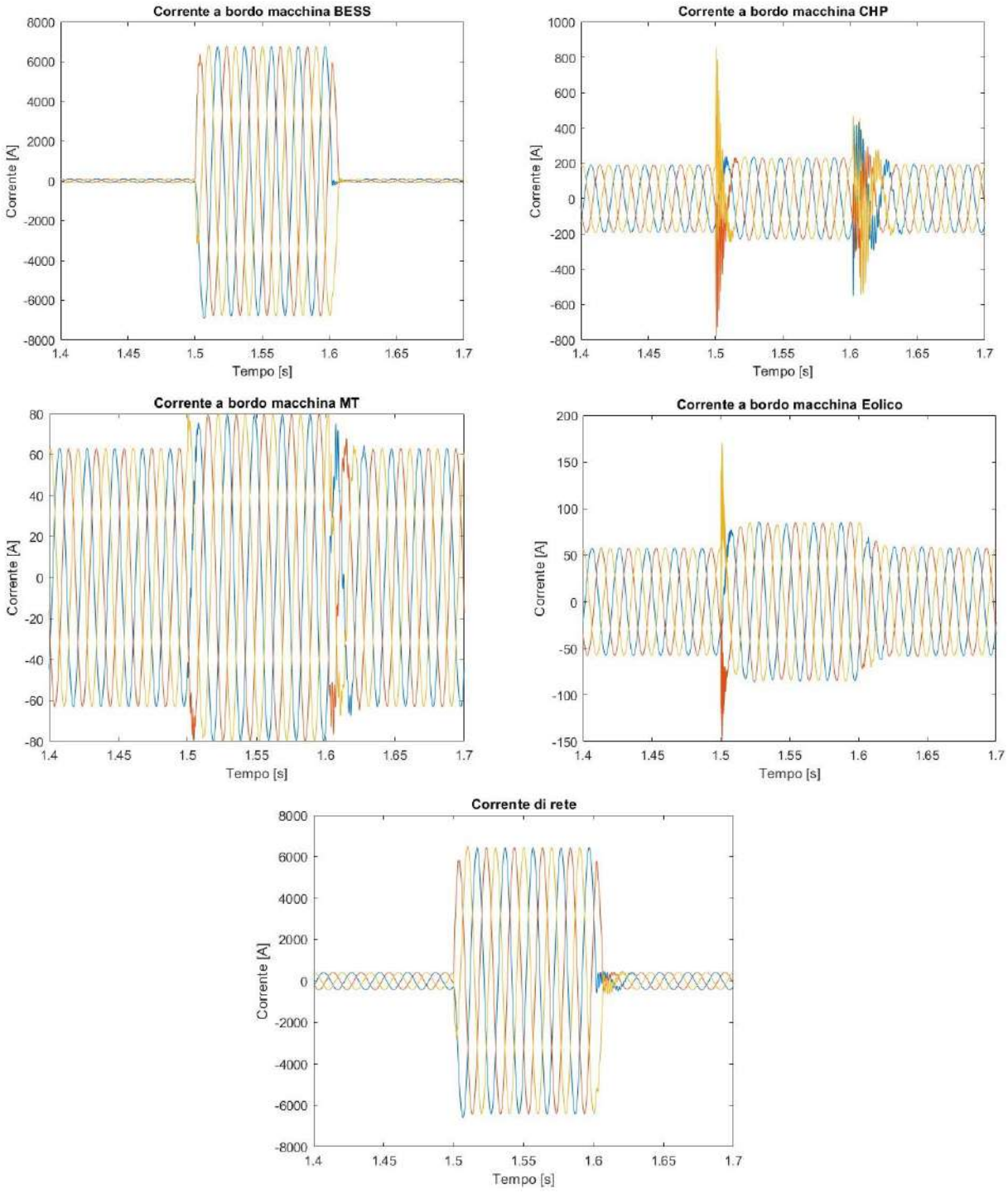


Figura 122. Variazione di corrente istantanee su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul BESS

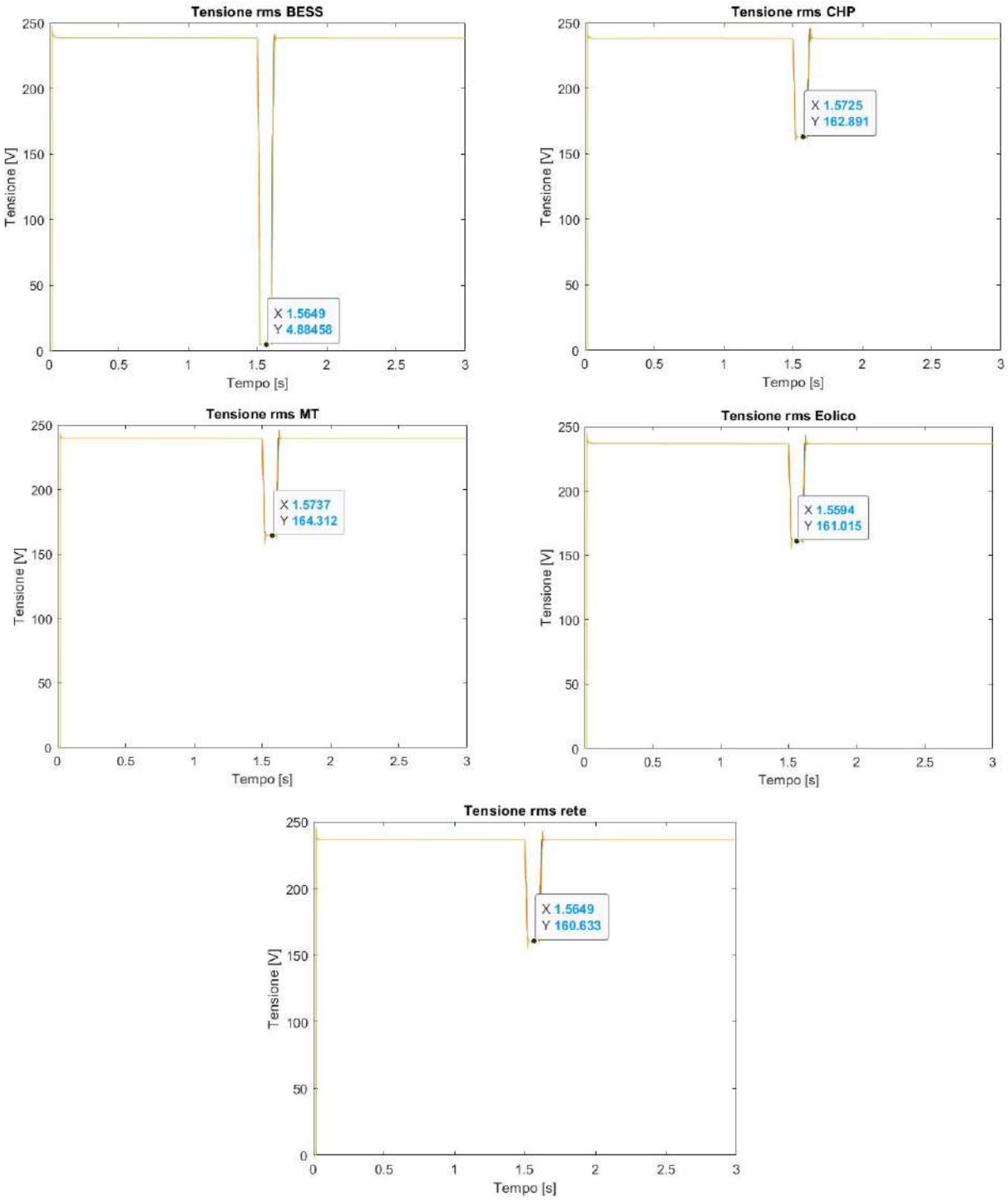


Figura 123. Variazione media della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul BESS

Il guasto manifestatosi a bordo macchina del Battery Energy Storage System (BESS), si manifesta nell'istante t = 1.5 s, per estinguersi, a causa dell'intervento della protezione da sovracorrenti, in un tempo di 100 ms.

Da Figura 120, si nota come la frequenza ai capi della macchina affetta da guasto non scenda al di sotto dei 49.7 Hz: dopo l'apertura della linea, avvenuta a causa dell'intervento della protezione, la frequenza tende a ristabilizzarsi. Sulle altre macchine, l'oscillazione di frequenza, dopo l'estinzione del guasto, presenta un innalzamento fino ad un valore massimo intorno ai 50.3 Hz. Questa leggera crescita può essere giustificata dal relativo aumento della tensione di rete ai valori nominali, come si può notare in Figura 121 e Figura 123, che porta il relè di frequenza (che al suo interno ne effettua la misura tramite un PLL in grado di intercettare la fase della tensione e quindi la sua pulsazione) a rilevare un innalzamento.
In Figura 121, si visualizza la variazione istantanea della forma d'onda di tensione causata dal cortocircuito sul BESS: la tensione ai capi della macchina assume valori, come si può notare in Figura 123, intorno a 5 V, per via dell'impedenza di guasto diversa da 0 e, per il partitore di tensione (89), la tensione in rete assume valori di 160 V. Le macchine generatrici sane cercheranno di inseguire la tensione di rete durante il guasto, trovandosi ad erogare una corrente superiore, come mostrato in Figura 122: tale corrente, come visto nella modellazione, può raggiungere, al più, il valore massimo erogabile dal generatore statico. Per cui, per rispettare il nuovo valore di tensione imposto dalla rete, che è più basso rispetto al valore nominale a causa del corrispondente aumento della corrente (inversamente proporzionale al quadrato della tensione, come mostrato nelle equazioni (49) e (50)), il valore di tensione sulle macchine è superiore rispetto al valore di rete in modo che nel filtro circoli la corrente imposta durante il guasto.
Dunque, si può concludere che, per un guasto sul BESS, l'interruttore a semiconduttore statico (DDI), per le soglie impostate dalla CEI 0-21, non interviene perché:

- Avendo impostato, per l'ANSI 81, la soglia S2 (da utilizzare con la presenza di convertitori), la variazione di frequenza non è sufficiente a permettere l'intervento del rispettivo relè;
- La tensione di rete mostrata in Figura 123, scende al di sotto dell'85% del valore nominale, ma la sua durata è inferiore a 1.5 s, e, quindi, neanche il relè di minima tensione interverrà.

In tali condizioni, il sistema può reputarsi stabile.

7.2 CASO B: guasto sul generatore eolico

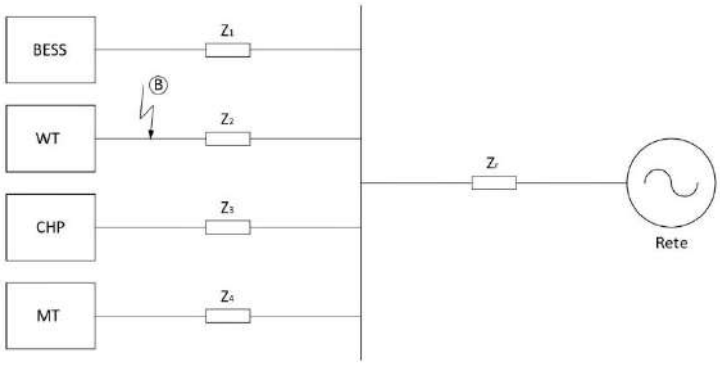


Figura 124. Guasto sul WT

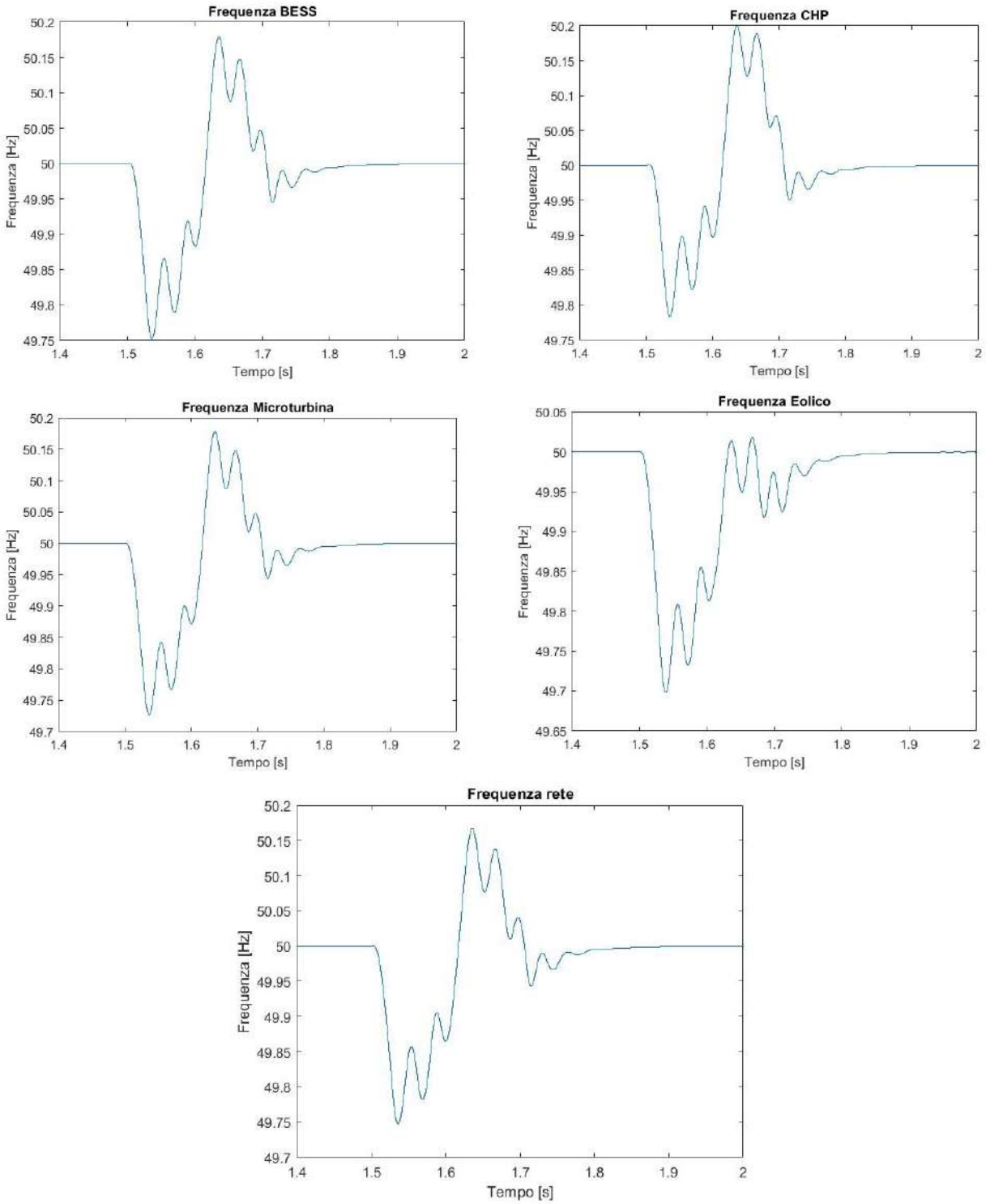


Figura 125. Variazione di Frequenza su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul generatore Eolico

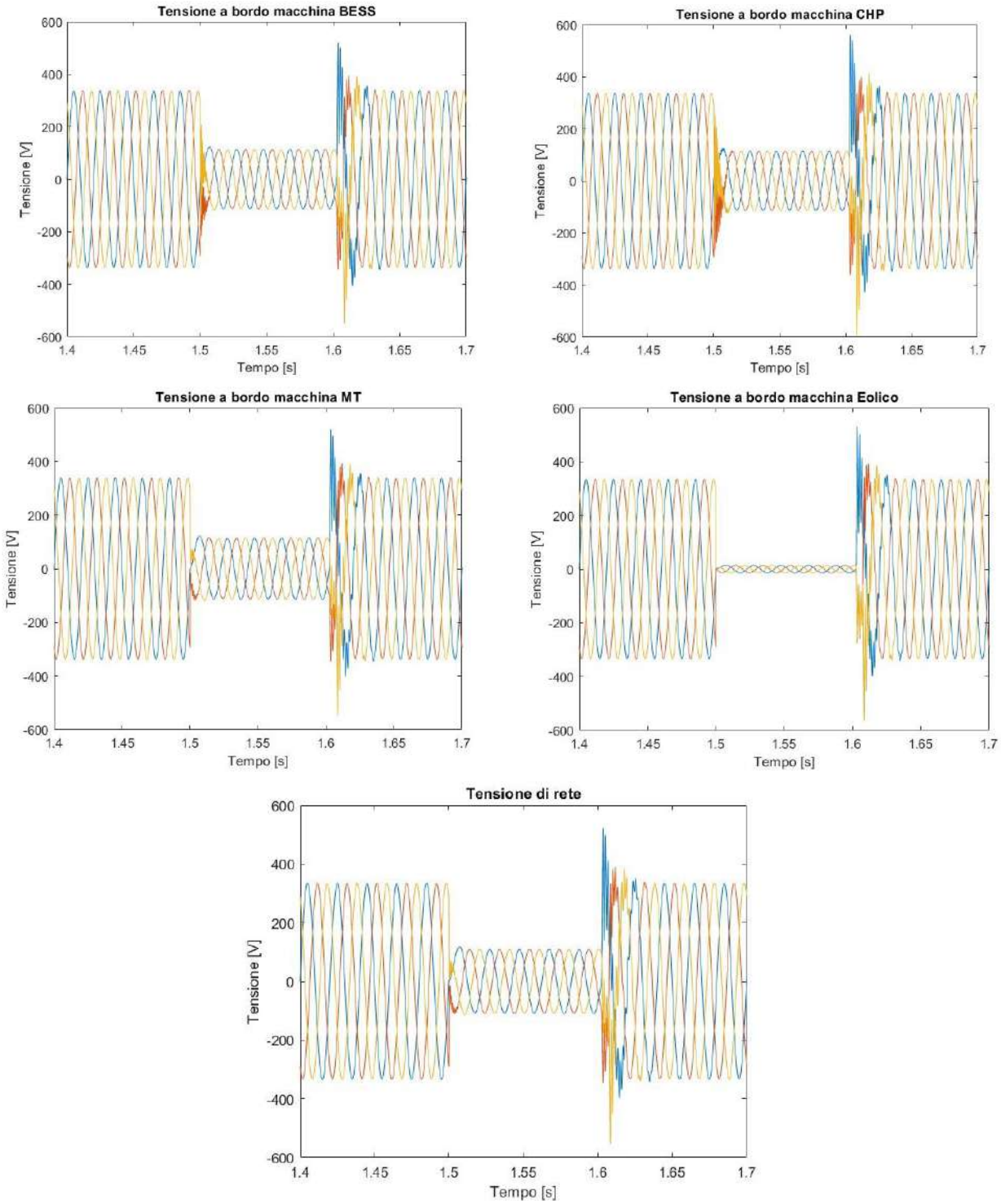


Figura 126. Variazione di Tensione istantanea su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul generatore Eolico

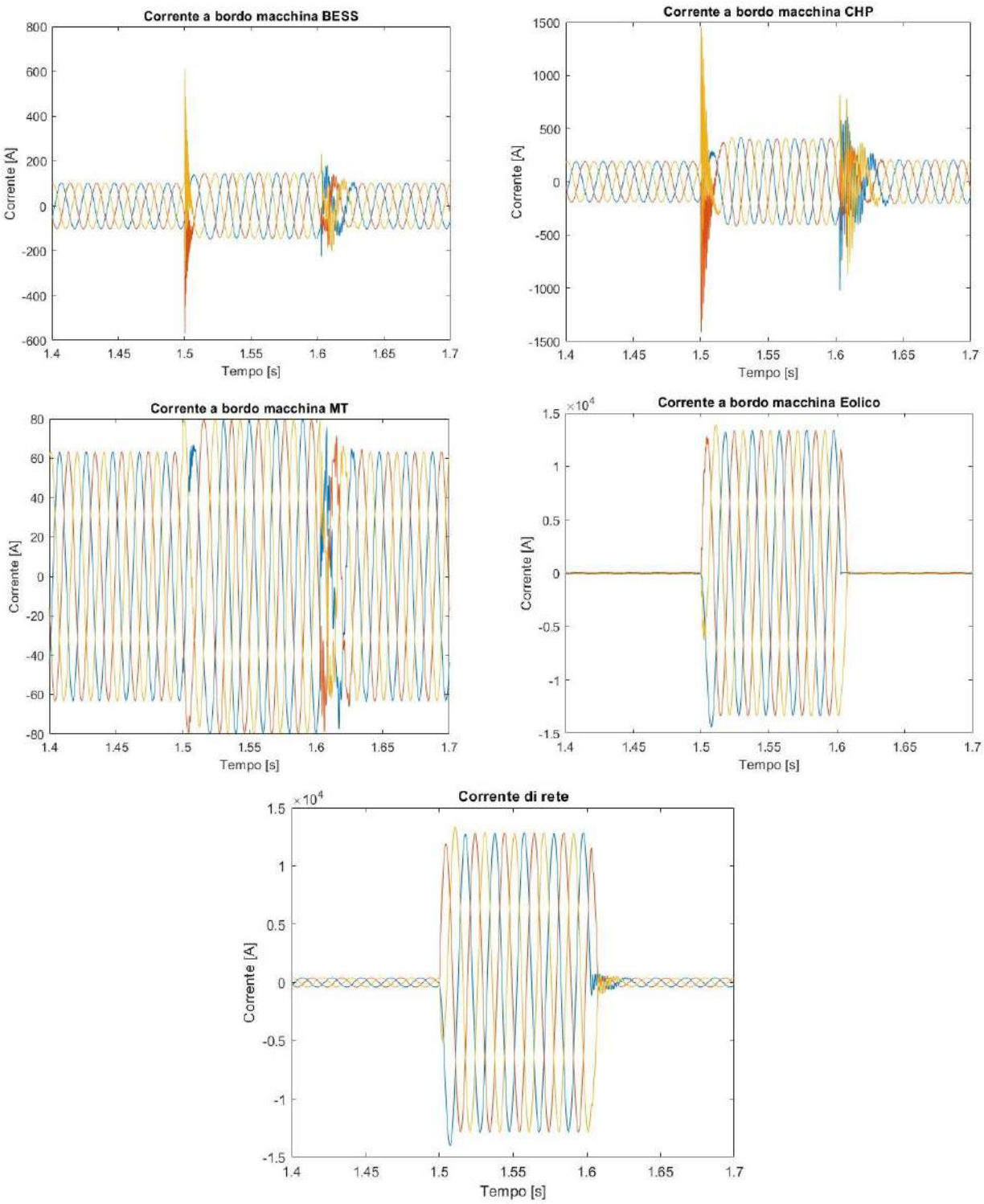


Figura 127. Variazione di Corrente istantanea su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul generatore Eolico

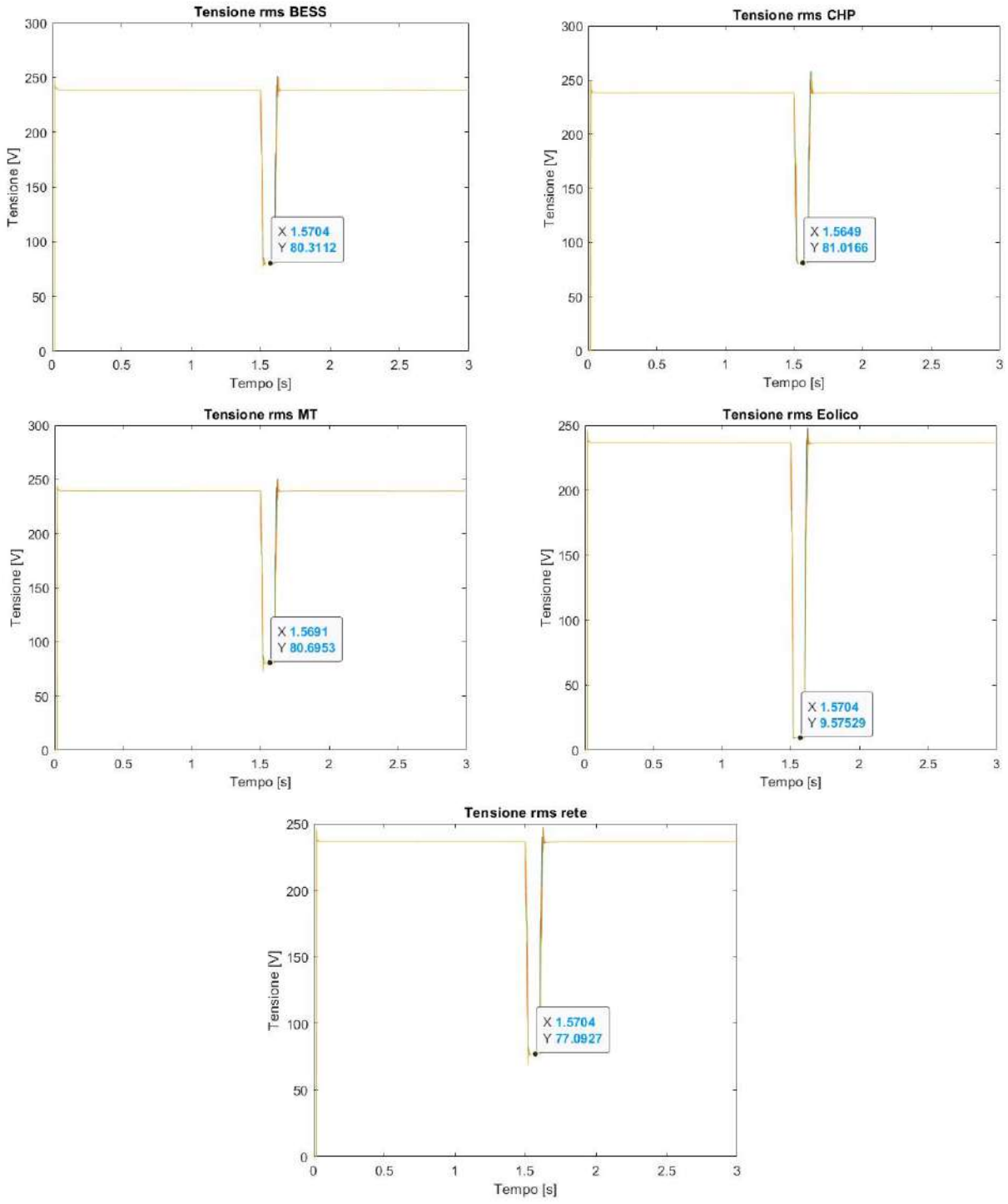


Figura 128. Variazione Media della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul generatore Eolico

Nel caso di guasto sul generatore eolico le considerazioni da fare sono del tutto simili al caso A, con la differenza che, come mostrato in Figura 126 e Figura 128, in questo caso si manifesta un abbassamento maggiormente rilevante della tensione lato rete. Questo risulta chiaro calcolando la tensione per mezzo

del partitore di tensione dell'equazione (89): l'impedenza del cavo di connessione tra il generatore eolico e il quadro di MG presenta un valore in modulo più piccolo rispetto all' impedenza di rete, determinando, durante il cortocircuito, una tensione di 77 V. Con un tale abbassamento di tensione, le correnti subiscono un forte innalzamento (Figura 126) e gli inverter Figura 127dei generatori sani erogano una corrente maggiore rispetto al caso di guasto sul BESS.
In definitiva, interverrà il dispositivo di protezione da sovracorrente della rispettiva linea, con un tempo di eliminazione del guasto di 100 ms.
Il dispositivo di interfaccia (DDI), anche in questo caso, non interviene a causa dell'intervento tempestivo della protezione di linea del generatore eolico: infatti, secondo la Tabella 1: Parametri di Simulazione, per tensioni al di sotto dell'85% del valore nominale, il relè di minima tensione è decretato a sganciare quando tale valore permane per un tempo superiore a 1.5 s. Inoltre, la tensione non è inferiore al 15% di V_n e quindi non interviene neanche la seconda soglia 81 S2, tantomeno il relè di frequenza non misura valori che fuoriescono dai criteri di taratura dettati in Tabella 1: Parametri di Simulazione, perciò il sistema risulta stabile.

7.3 CASO C: guasto sul CHP

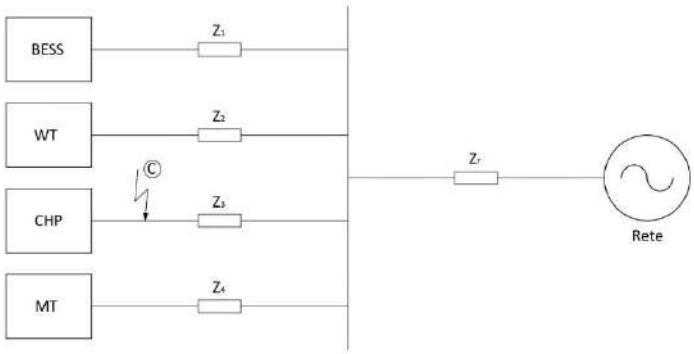
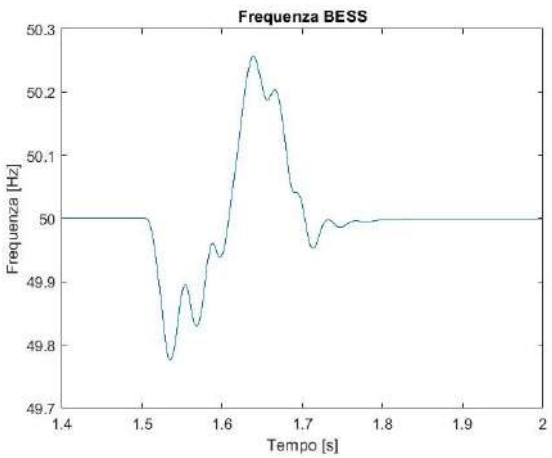
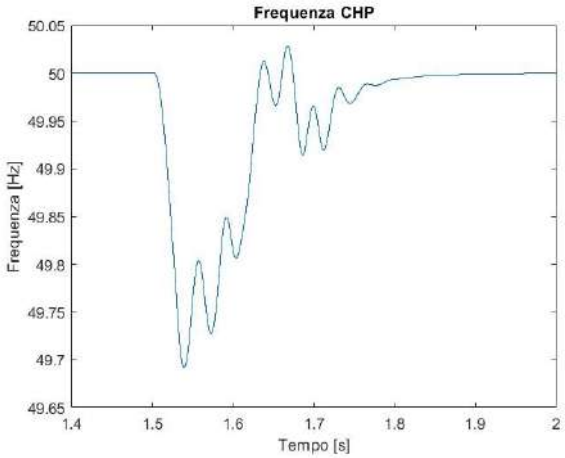


Figura 129. Guasto sul CHP





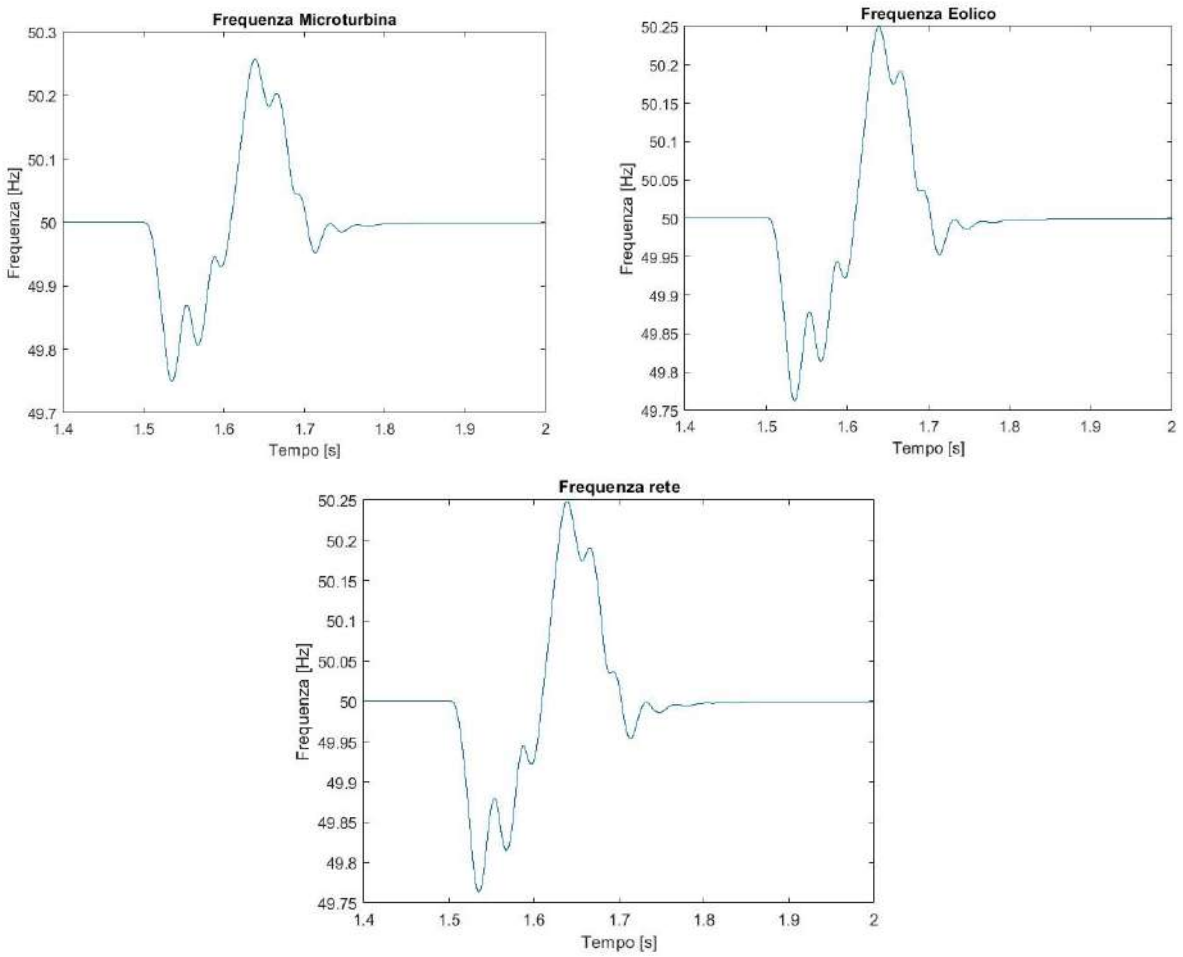
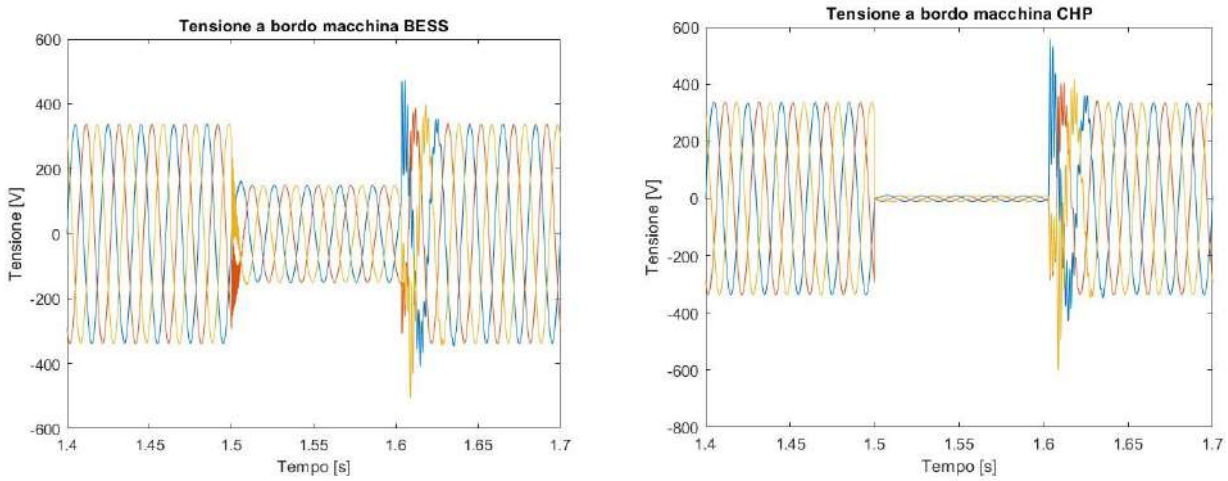


Figura 130 Variazioni di Frequenza su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul CHP



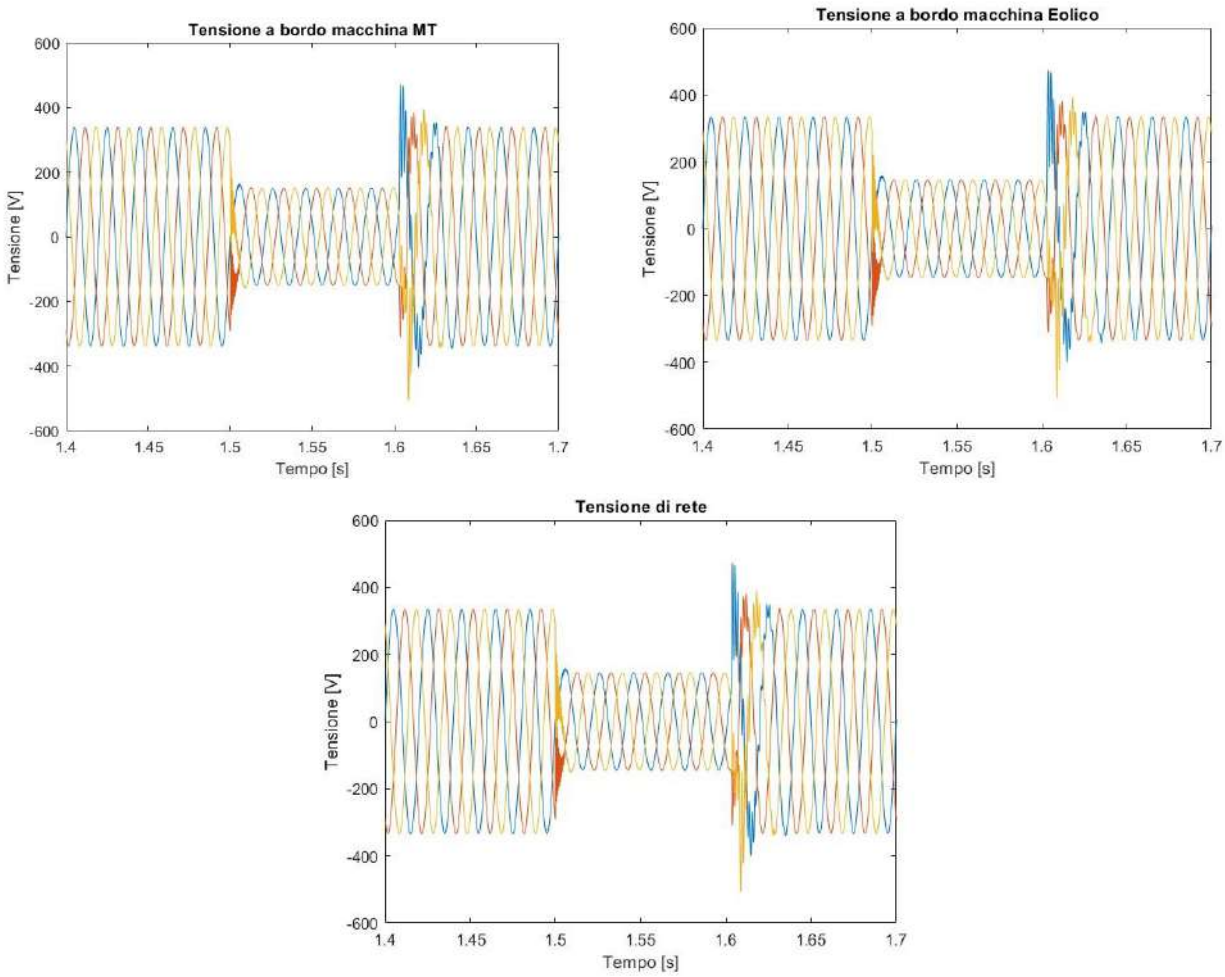
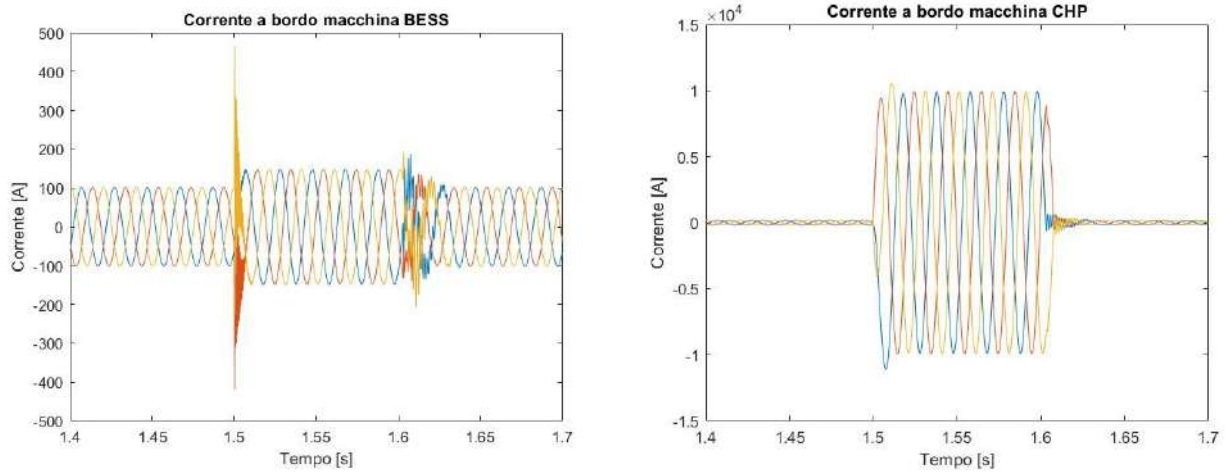


Figura 131. Variazioni istantanee di Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul CHP



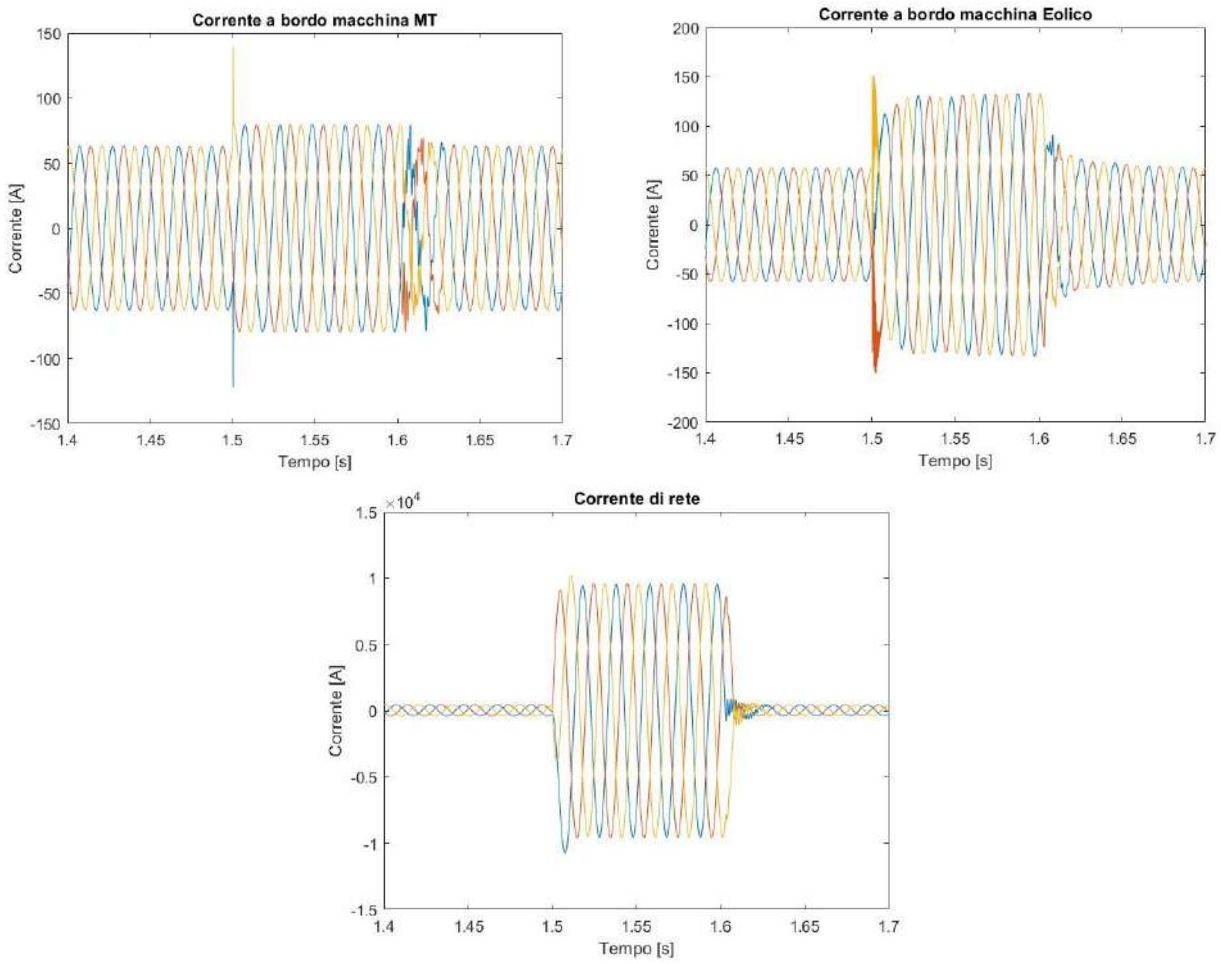
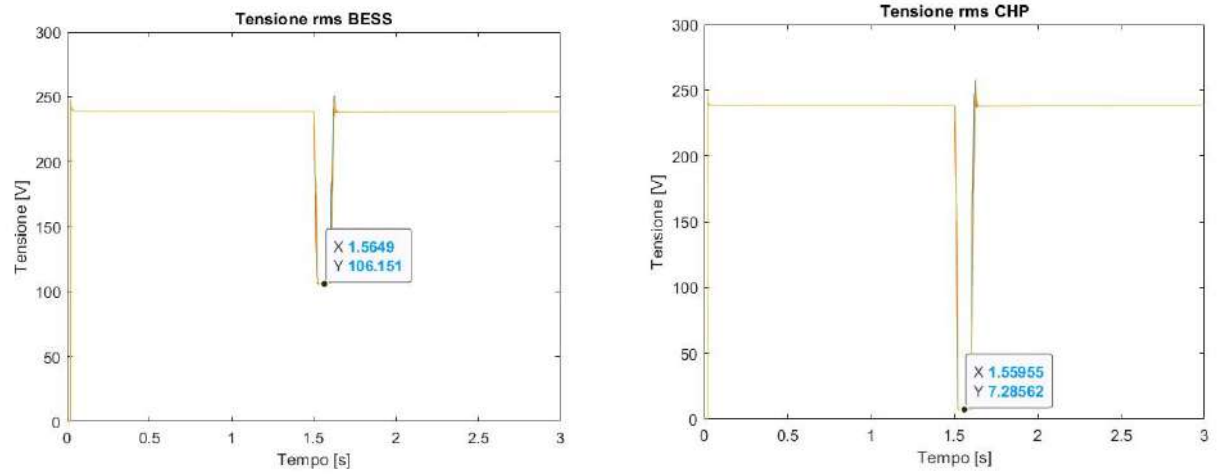


Figura 132. Variazioni istantanee di corrente su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul CHP



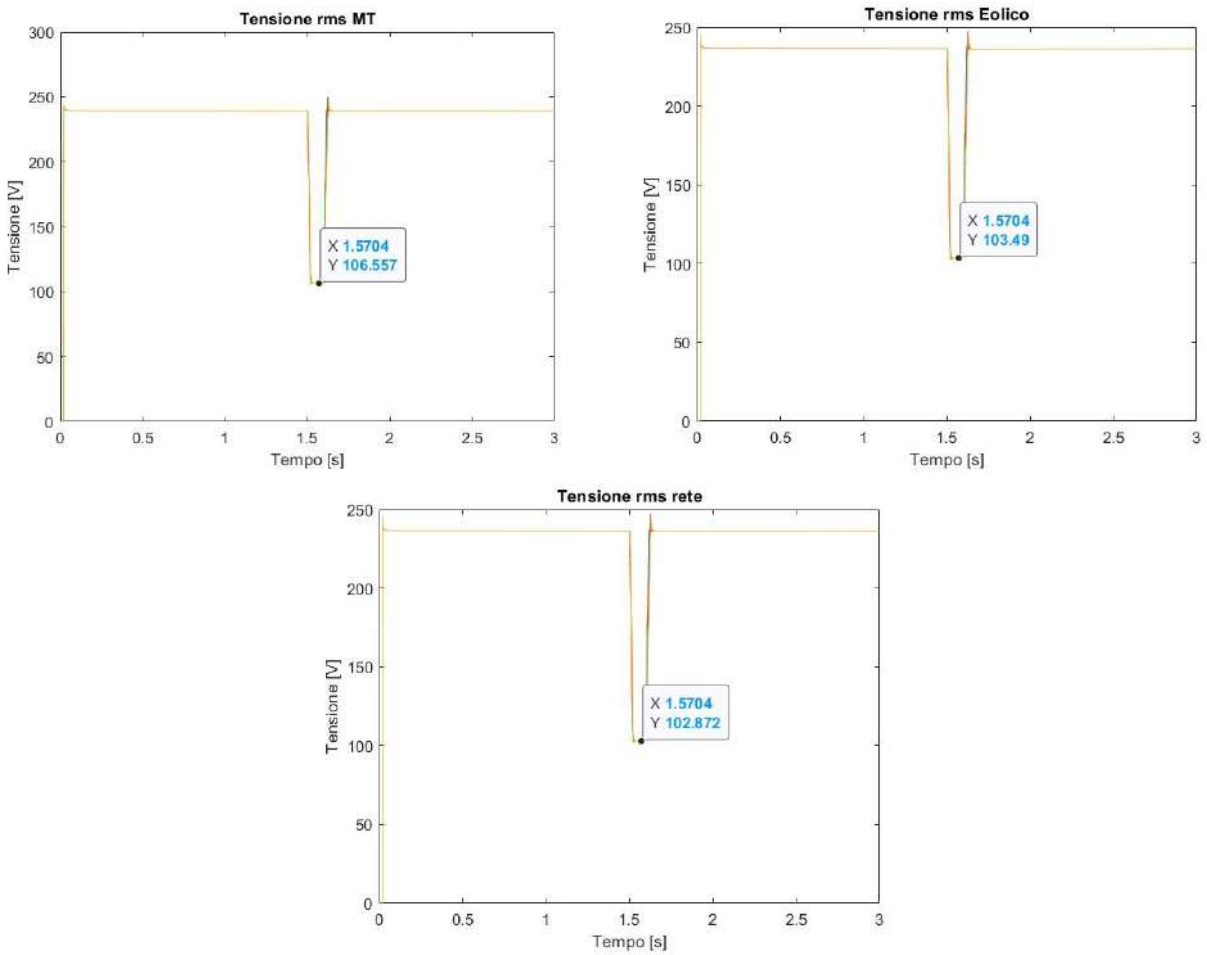


Figura 133. Variazioni medie della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sul CHP

Anche nel caso di un guasto sul CHP, il tempo di eliminazione del guasto lo si è considerato di 100 ms e, come mostrato nelle immagini precedenti, le variazioni di tensione e frequenza non sono tali da permettere l'intervento del DDI.

7.4 CASO D: guasto sulla microturbina

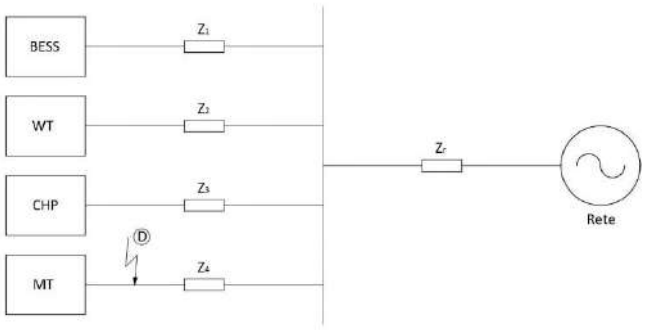
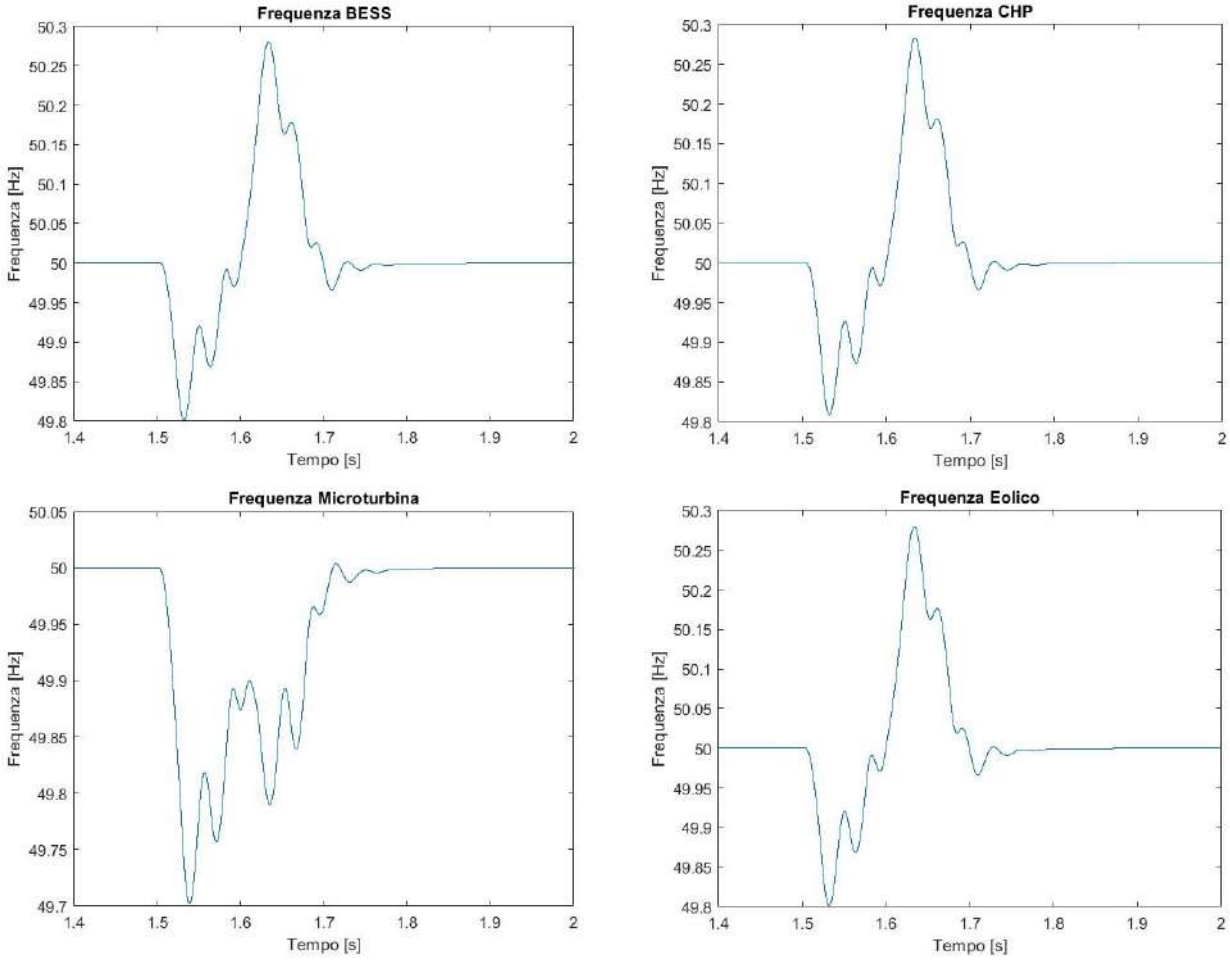


Figura 134. Guasto sulla microturbina



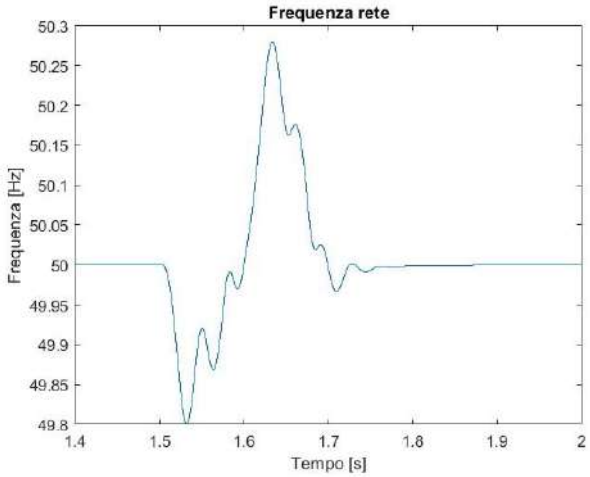
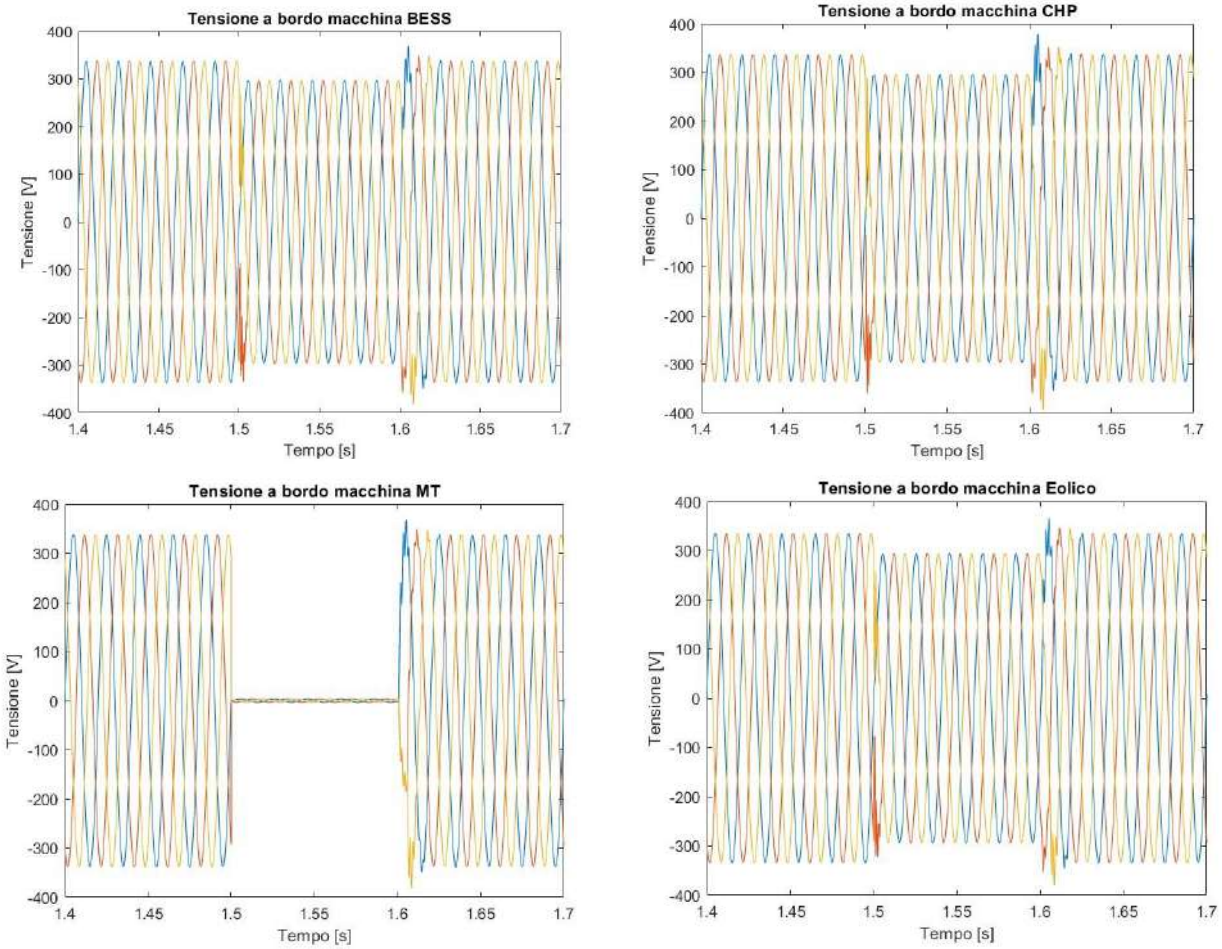


Figura 135. Variazione di Frequenza su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla MT



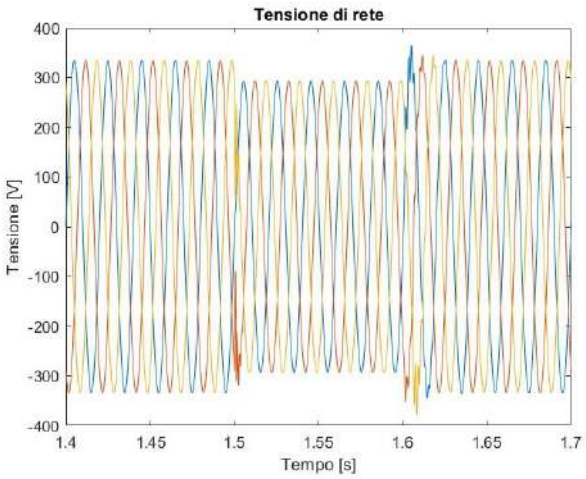
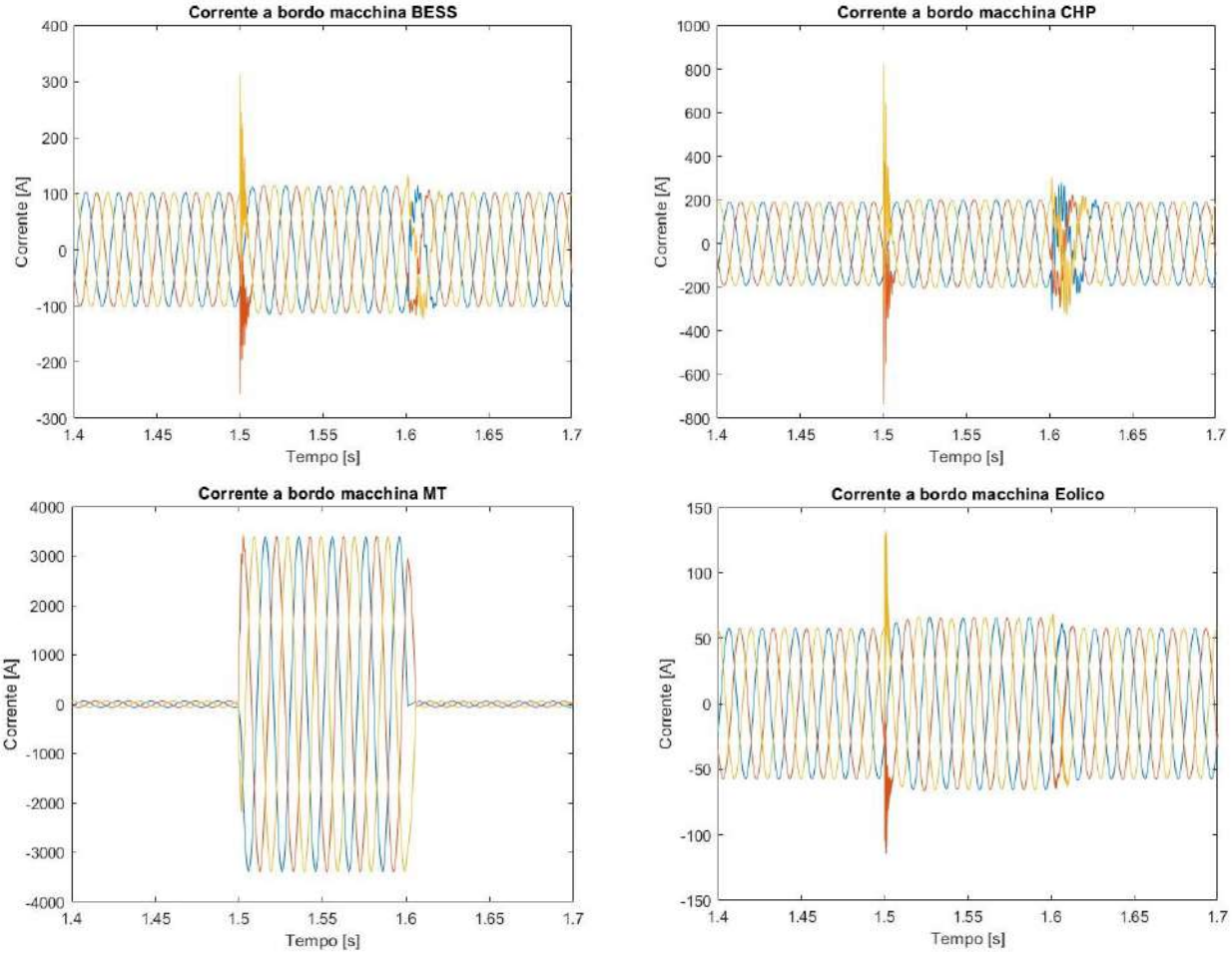


Figura 136. Variazione istantanea della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla MT



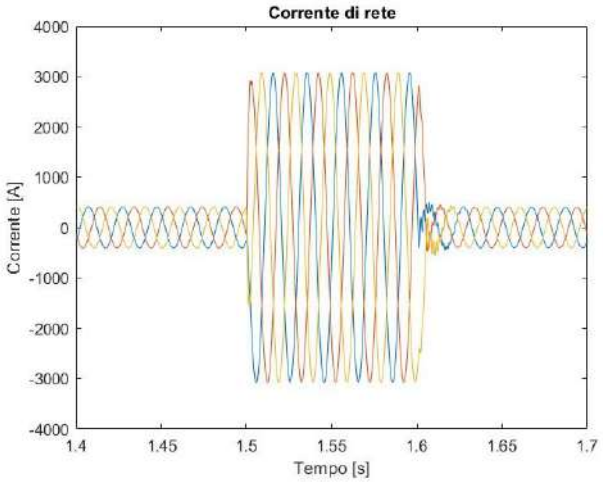
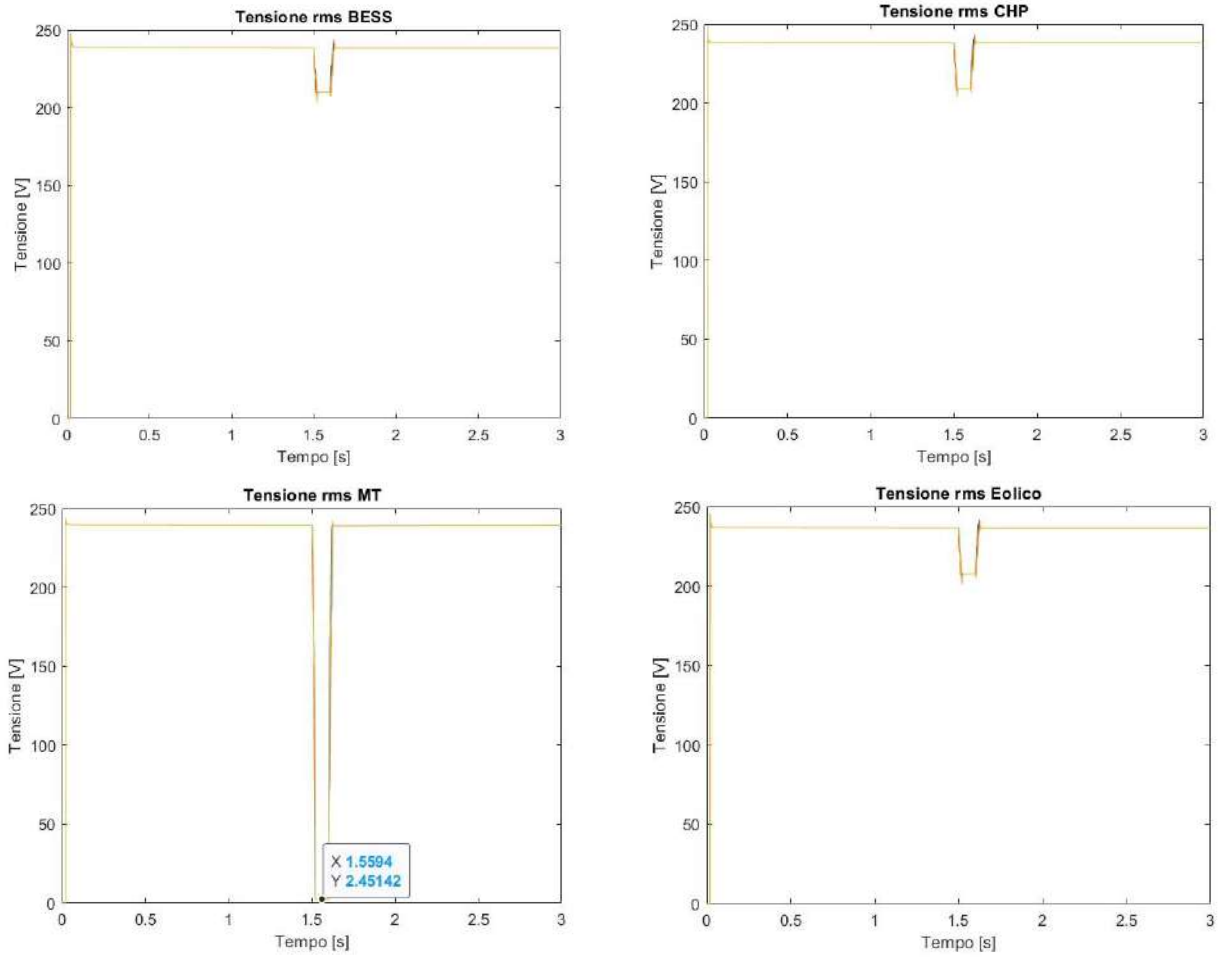


Figura 137. Variazione instantanea di Corrente su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla MT



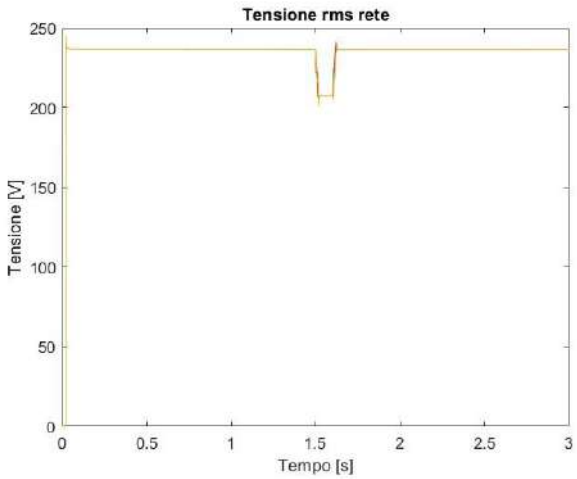


Figura 138. Variazione media della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per guasti sulla MT

In Figura 135 è mostrato come la variazione di frequenza sulle macchine sane si attesti sugli stessi valori dei casi A, B e C, ovvero con oscillazioni di frequenza tra 49.7 Hz e 50.3 Hz. Le variazioni rimangono contenute in un intervallo così ristretto in quanto, nel momento in cui insorge il guasto, è la rete, con una inerzia infinita, a sostenere nei primi istanti la rete.
La tensione sulla microturbina durante il guasto, come mostrato in Figura 136 e Figura 138, presenta un valore più basso rispetto ai casi precedenti a causa di una impedenza di linea talmente alta da rendere trascurabile il valore di impedenza rete.
Il DDI rimane connesso alla rete dato che il tempo necessario alla protezione di macchina ad estinguere il guasto è di 100 ms; quindi, anche in questo caso, il sistema risulta stabile.

7.5 CASO E: guasto sulla rete

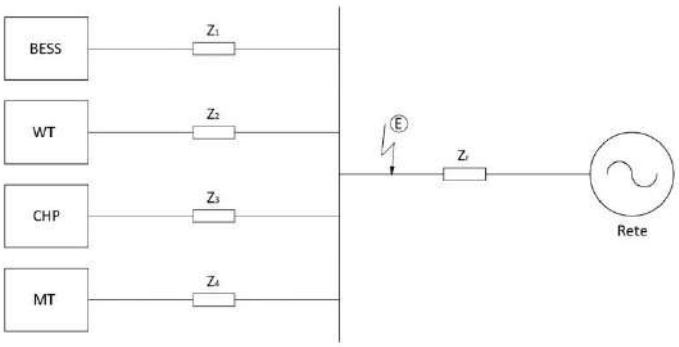


Figura 139. Guasto sulla Rete

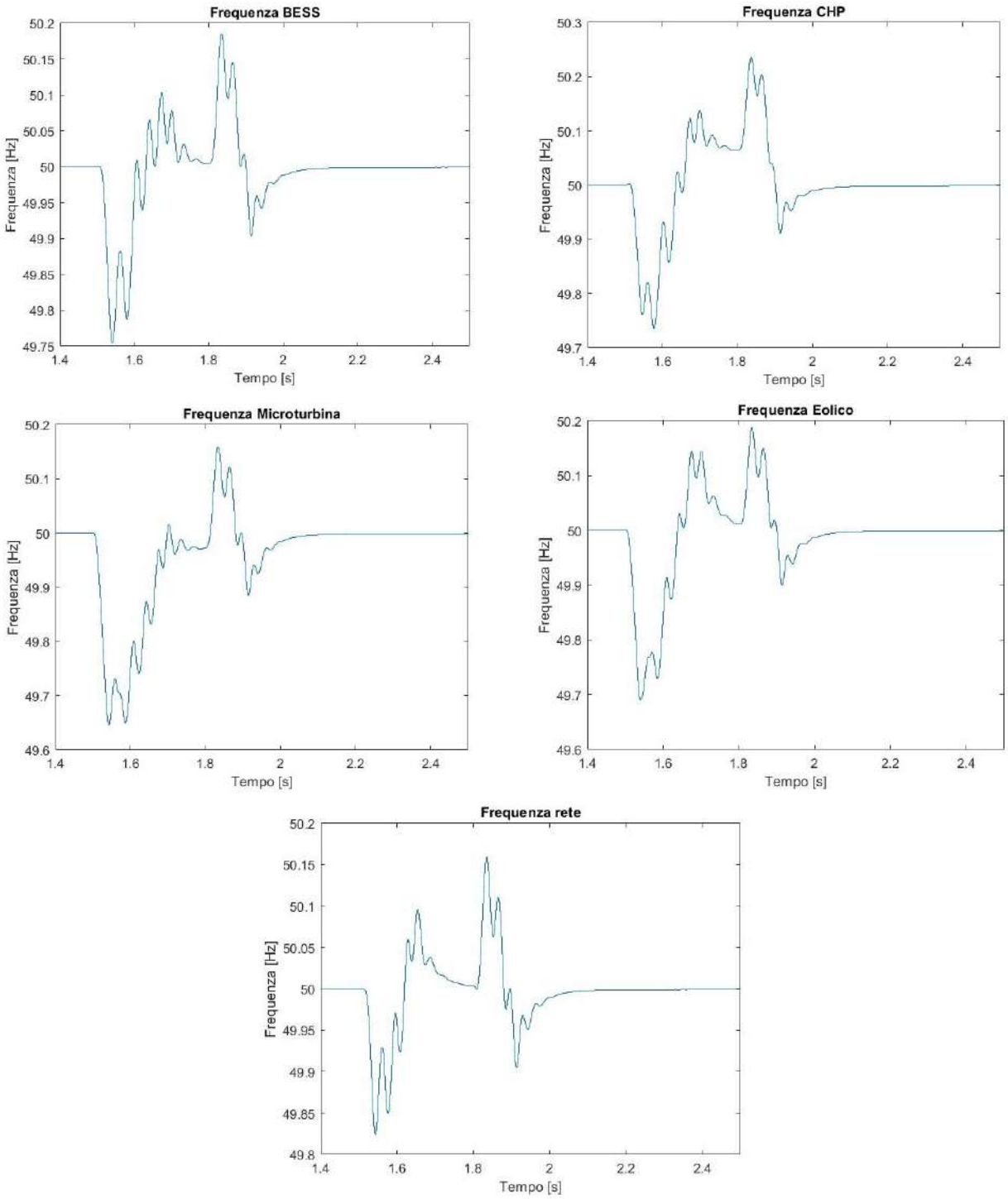


Figura 140. Variazione di Frequenza su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla rete

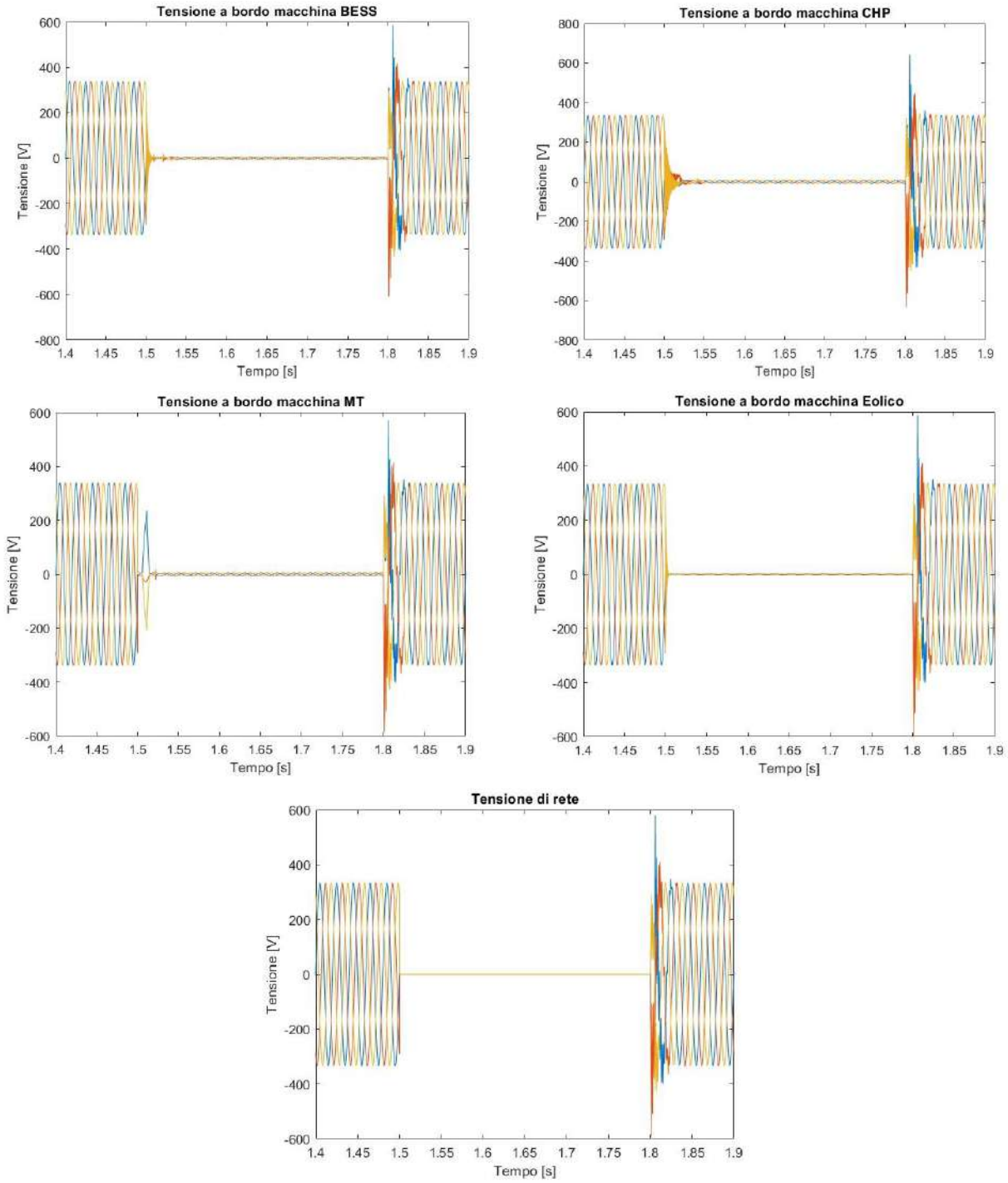


Figura 141. Variazione istantanea della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla rete

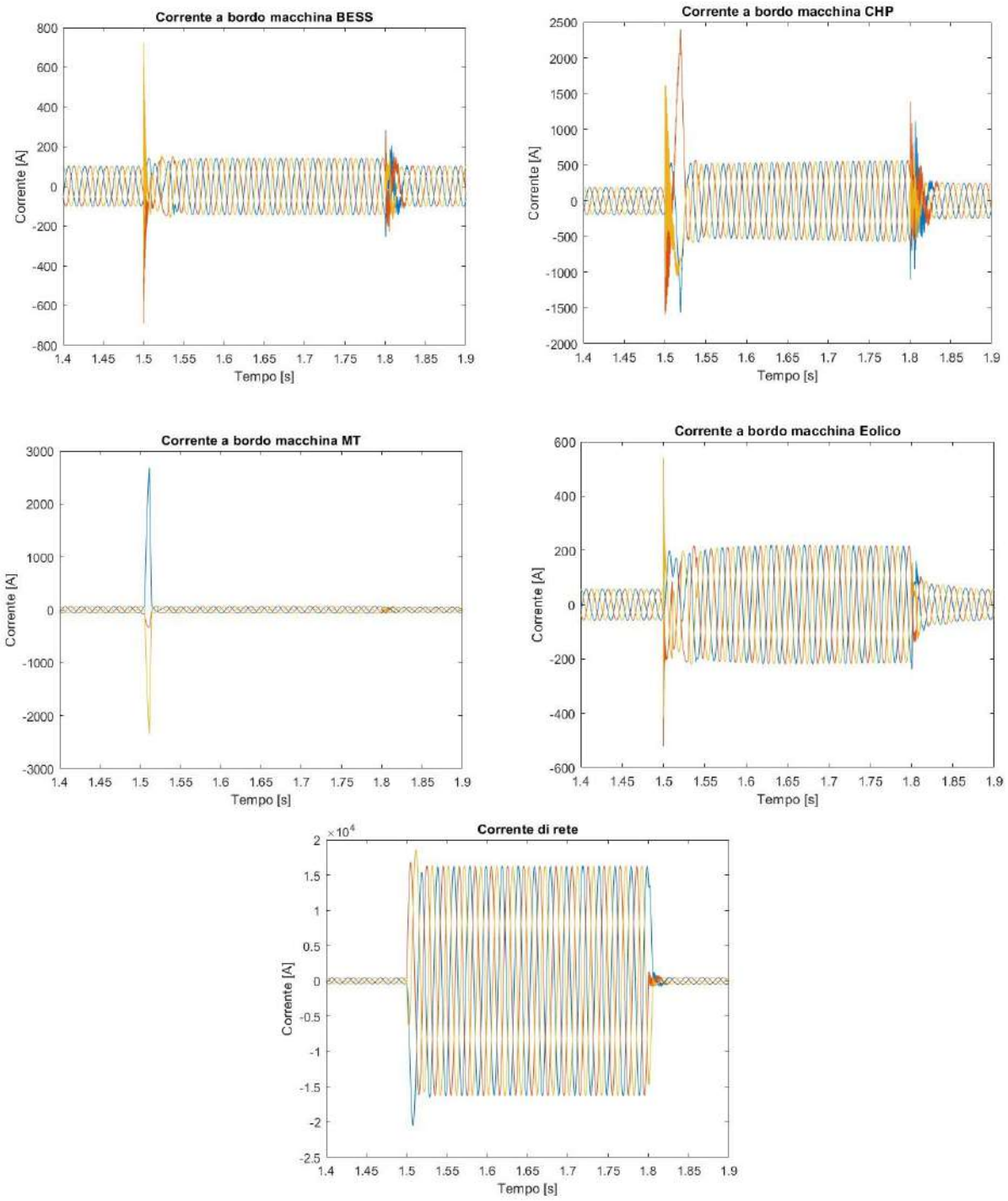


Figura 142. Variazione istantanea della corrente su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla Rete

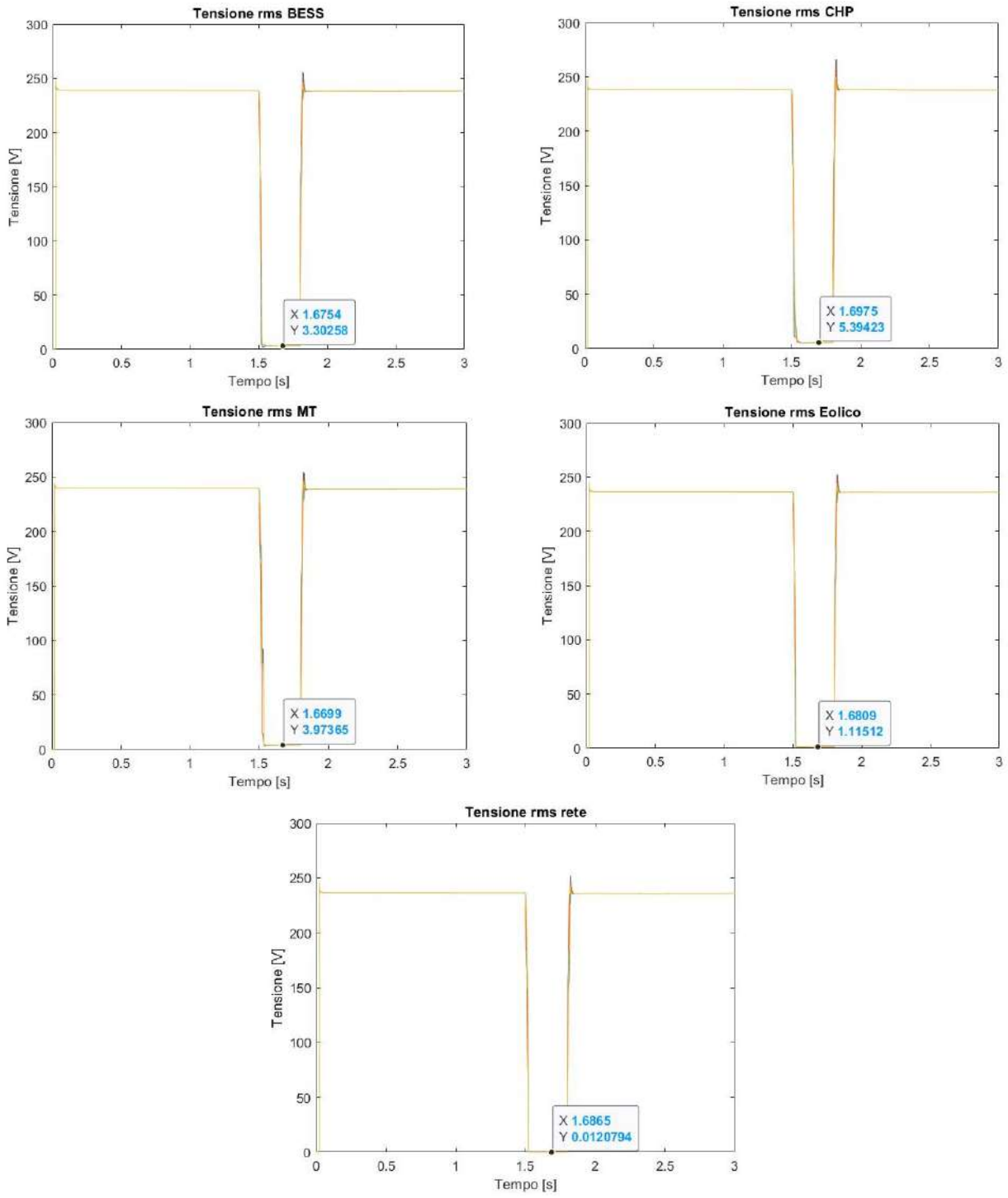


Figura 143. Variazione media della Tensione su BESS, CHP, MT, WT e Rete per un guasto sulla Rete

Un guasto sulla rete del distributore, solitamente, viene estinto in tempi maggiori rispetto a quelli impiegati dalle protezioni poste sul sistema di trasmissione [55]. Per cui, nel caso E, il dispositivo di protezione interviene dopo 300 ms dall'insorgere del guasto.

La tensione sulla sbarra, come mostrato in Figura 141 e Figura 143, è circa pari a zero a causa della piccola impedenza di guasto verso terra. Perciò, controllori dei vari inverter cercheranno di inseguire il valore di tensione imposto dalla rete che, a causa del cortocircuito, subisce una netta diminuzione.
Per le equazioni (49) e (50), la corrente risulterebbe troppo elevata e provocherebbe la distruzione dei BJT (siano essi Mosfet o IGBT). Per cui, come si è visto in fase di modellazione, la corrente immessa dai convertitori deve essere limitata, al più, al suo valore massimo (pari a 1.3 volte la I_n) tramite le equazioni (56) e (57): infatti, in Figura 142 è mostrato come tutte le macchine eroghino la loro corrente massima in modo da evitare l'intervento del get drive interni all'inverter che lo manderebbero in protezione compromettendo la stabilità del sistema.
Considerando la Figura 115, secondo quanto visto con la norma CEI 0-21, la presenza di un valore di tensione del 15% rispetto al valore nominale porta il relè di minima tensione 81<S2 a provocare l'apertura del DDI dopo un tempo di 200 ms. Essendo il guasto della durata di sei cicli, il relè provoca l'apertura dello SS, portando in isola la rete.
In questo caso, la valutazione della frequenza mostrata in Figura 140, non assume rilevanza dopo l'intervento della protezione perché si dovrebbe affrontare lo studio del sistema in isola per poter valutare correttamente la variazione di frequenza.
Per cui, per questo tipo di approccio alla stabilità, il sistema risulta instabile.

CAPITOLO 8. PRESTAZIONI DEL METODO E INTRODUZIONE DI UNA NUOVA STRATEGIA DI ANALISI

8.1 INDICI DI PRESTAZIONE DEL METODO ADOTTATO

Una volta trovata la regione di funzionamento stabile e sicuro della rete si procede a testarne le prestazioni stressando l'algoritmo attraverso un numero molto grande di ulteriori punti di funzionamento randomici, sottoposti a una seconda analisi di load flow. Considerando il caso di stabilità statica e il sottosistema di sbarre della microrete presente nel PrInCE Lab, composta da impianto fotovoltaico e BESS e rappresentata in Figura 99, si generano altri valori randomici di potenza per ciascuna sbarra all'interno delle rispettive curve di capability. Questi punti operativi sono utilizzati come input per due tipi di analisi di load flow: una considerando $V_{SB} = V_{SB}^{l} = 0.9\,V_n = 360.1\,V$ e l'altra considerando $V_{SB} = V_{SB}^{u} = 1.1\,V_n = 440.1\ V$. A seconda dei valori di tensione a ciascuna sbarra risultanti da queste analisi e dei limiti di taratura dei corrispondenti relè di protezione, le condizioni operative di input sono classificate in stabili se aderenti ai limiti di tensione per le sbarre in entrambe le analisi, instabili se la tensione di anche solo una sbarra risulti eccedente i limiti in almeno una delle analisi svolte. I risultati così ottenuti sono rappresentati nell'iperspazio in relazione alla frontiera di stabilità calcolata ed evidenziati in blu se stabili e in rosso se instabili, come mostrato in Figura 144.

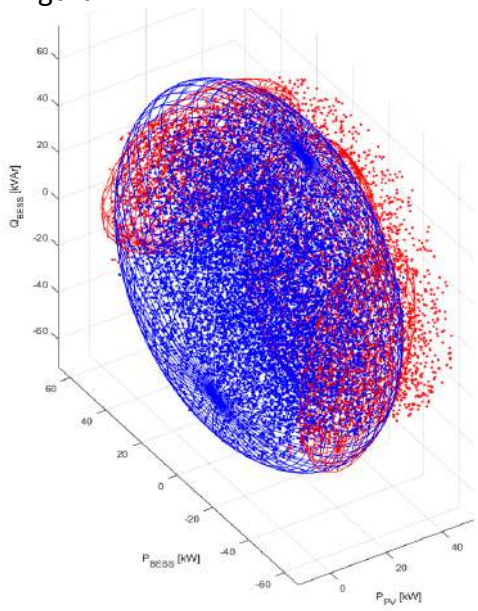


Figura 144. Rappresentazione dei punti di verifica nell'iperspazio della regione di stabilità

A questo punto, ciascuna condizione operativa viene sottoposta ad un altro tipo di analisi, questa volta geometrica, per verificare se è interna o esterna alla regione di stabilità costruita e, di conseguenza, catalogabile come stabile o meno dal metodo proposto.
Affinché tale metodologia possa essere ritenuta aderente alla realtà, è necessario che un punto di funzionamento stabile per verifica delle tensioni a valle dell'analisi di load flow (rappresentato in blu) risulti interno alla regione di stabilità costruita e, analogamente, è necessario che un punto instabile (rappresentato in rosso) risulti esterno alla frontiera.

Quindi, le due analisi svolte sono finalizzate a definire due tipi di parametri [95] utili a determinare la robustezza e l'affidabilità del metodo. Viene definita **successo** la condizione per la quale un punto operativo mostra caratteristiche di stabilità o instabilità in entrambi i metodi, mentre, in caso contrario è stata definita **fallimento**. Quest'ultimo caso ha però bisogno di una precisazione, in quanto può distinguersi in due situazioni completamente differenti. Nel caso in cui un punto operativo venga catalogato come stabile dall'analisi di load flow, ma esterno alla regione di stabilità e quindi instabile per il metodo MVEE, si può parlare di **fallimento lieve**, in quanto rappresenta un punto operativo che potrebbe essere raggiunto dalla rete senza creare alcun problema, ma, per imprecisione del metodo, viene erroneamente scartato. In pratica, rappresenta un sottoutilizzo delle capacità della rete. Viceversa, si parla di **fallimento grave** quando accade che un punto definito instabile dall'analisi di load flow (e che quindi eccede i limiti di tensione dei relè di protezione delle sbarre) risulta all'interno della regione di stabilità del metodo degli ellissoidi e quindi viene considerata come condizione operativa fattibile.
Sono state svolte diverse simulazioni per testare il metodo MVEE e raccolti i dati relativi a questo tipo di confronto nel caso tridimensionale in esame, illustrati nella tabella riportata di seguito. Si è pensato di costruire gli ellissoidi con un set di punti operativi pari a $\mathrm{m} = 1000$, $\mathrm{m} = 5000$ ed $\mathrm{m} = 15000$, per poi testare la stabilità pratica del metodo tramite un ulteriore set di $\mathrm{n} = 15000$ condizioni operative.

Metodo degli ellissoidi

N. punti operativi usati per la verifica		**15 000**		
N. punti operativi usati per la costruzione della frontiera di stabilità		**1 000**	**5 000**	**15 000**
3 ellissoidi secondari	successo	84,29%	78,61%	72,03%
	fallimento grave	1,09%	0,33%	0,19%
6 ellissoidi secondari	successo	92,44%	88,22%	83,39%
	fallimento grave	3,56%	0,83%	0,23%
3 ellissoidi secondari con margine di sicurezza sm=0,5 kVA	successo	83,61%	77,71%	70,82%
	fallimento grave	0,88%	0,23%	0,10%

I risultati ottenuti sono molto soddisfacenti. Si è trovato che il numero ottimale di cluster fornito dal metodo Elbow (ossia $\mathrm{k} = 3$) fornisce una regione di stabilità tale per cui la percentuale di successo è molto alta e quella di fallimento grave è molto bassa, ciò corrisponde ad una situazione favorevole dato che il metodo darà soluzioni analoghe a quelle ottenute con l'analisi di load flow e produrrà limitatamente situazioni particolarmente pericolose per il funzionamento della rete. All'aumentare del numero di punti operativi utilizzati per la costruzione degli ellissoidi, si ottiene una riduzione della percentuale di successo, in quanto la frontiera risulterà sempre più accurata e quindi diventa sempre più difficile soddisfare i vincoli; ma si ottiene una riduzione anche nella percentuale di fallimento grave in quanto anche gli ellissoidi secondari che racchiudono i punti instabili interni alla regione di stabilità diventano più precisi e quindi è sempre più difficile trovare una condizione operativa instabile da load flow all'interno della regione di stabilità.

Forzando il K-Means a fornire in uscita un numero di cluster doppio rispetto a quello ottimale fornito dal metodo Elbow, ossia utilizzando $k = 6$, la percentuale di successo aumenta, in quanto i cluster risultano maggiormente aderenti alla nuvola dei punti instabili interni alla regione di stabilità e molti punti operativi sicuri, che venivano scartati nel caso di $k = 3$, ritornano all'interno della regione di sicurezza. Tuttavia, aumenta leggermente anche la percentuale di fallimento grave in quanto la maggiore aderenza dei cluster secondari alla nuvola di punti instabili, abbassa la probabilità di veder ricadere un punto instabile generico proprio all'interno di questo minore volume.
Si sono valutate anche le prestazioni del metodo nel caso di implementazione un margine di sicurezza pari a $sm = 0.5\ kVA$ e si sono convalidate le motivazioni precedenti. Infatti, aumentando il volume degli ellissoidi secondari è vero che si riduce leggermente la percentuale di successo in quanto si va a limitare la regione di operabilità della rete, ma è anche vero che sarà molto meno probabile incorrere in un fallimento grave.
Si è allora pensato di modificare la regione di stabilità in modo da essere maggiormente aderente alla nuvola dei punti operativi definiti stabili dal load flow, cosa che non è possibile ottenere con gli ellissoidi a causa della loro regolarità geometrica. La tecnica adottata è definita Convex Hull (CH) ed è illustrata nei paragrafi seguenti.

8.2 METODO DELLA CONVEX HULL

Il punto di partenza è lo stesso di quello adottato nel metodo precedente: la generazione casuale di punti di funzionamento probabili della rete, utilizzando valori di potenza attiva e reattiva all'interno delle curve di capability di ciascuna unità connessa. Ognuna di queste probabili condizioni operative viene sottoposta all'analisi di Load Flow, al termine della quale, valutando i valori di tensione di ciascuna sbarra è possibile scindere i punti di funzionamento con comportamento stabile da quelli instabili.
A partire dal solo set di punti ritenuti stabili dall'analisi di Load Flow, viene costruito il suo inviluppo convesso, appunto chiamato Convex Hull (CH). La CH di un definito set di punti P rappresenta la struttura convessa più piccola in grado di racchiudere tutti gli elementi di P: in 2-D sarà un poligono, in 3-D sarà un poliedro, in $n-D$ con $n > 3$ sarà un $n-$politopo. Gli elementi geometrici che identificano la struttura sono [56]:

- I vertici: punti appartenenti all'insieme P di costruzione, posizionati sui limiti estremi della struttura.
- Le facet: sono il sottogruppo più grande dei punti di P che appartengono allo stesso piano sulla periferia della struttura. Sono sicuramente dei poligoni convessi i cui spigoli sono i vertici della CH e sono delimitati dai lati della CH.

Dunque, il set di punti operativi definiti stabili dall'analisi di load flow vengono rappresentati nello spazio $n-$dimensionale e utilizzati come input all'algoritmo QHull [57],[58] di Matlab che fornisce in output la lista dei vertici di ogni facet di cui è composta l'ipersuperficie convessa [94].

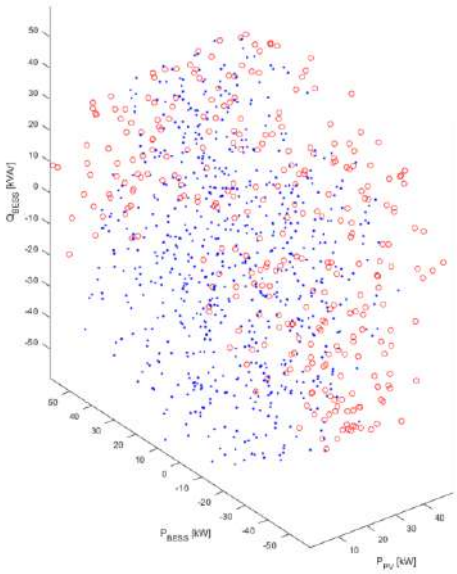


Figura 145. Rappresentazione dei punti operativi casuali nello spazio tridimensionale

Considerando il caso studio preso in esame, rappresentato in Figura 99, si generano m condizioni operative casuali. Queste subiscono due analisi di Load Flow, svolte come spiegato nel paragrafo 6.1.2, al termine delle quali vengono suddivise in due gruppi: un punto operativo viene definito stabile solo se le tensioni di tutte le sbarre rientrano nei limiti di taratura dei corrispondenti relè di protezione; se anche solo una sbarra eccede tali limiti in una delle due analisi svolte, la corrispondente condizione operativa viene classificata come instabile. Questi punti di funzionamento casuali vengono poi rappresentati nell'iperspazio (nel caso in esame, uno spazio tridimensionale) in blu se stabili e in rosso se instabili, come in Figura 145.

Il set di punti operativi stabili viene utilizzato come input dell'algoritmo QHull, ottenendo le coordinate dei vertici che compongono ciascuna facet della corrispondente CH, rappresentata in Figura 146.

È evidente come questa struttura risulti molto più aderente alla nuvola di punti stabili rispetto a quella precedentemente identificata con il metodo MVEE e rappresentata in Figura 104. Questa maggiore aderenza rende del tutto superflua la fase di clusterizzazione dei punti instabili interni alla regione identificata.

L'identificazione della posizione geometrica del generico punto operativo x_p (interno o meno alla regione di stabilità appena costruita) avviene tramite un processo di tipo iterativo che prevede il confronto, per ogni facet della CH, tra la direzione del vettore normale a una delle ipersuperfici e il vettore congiungente la stessa facet con il punto operativo in esame.

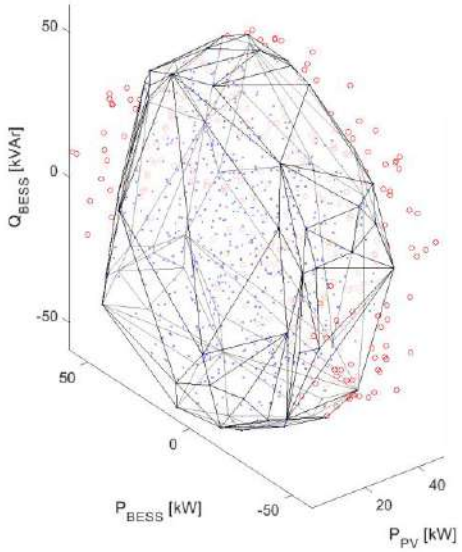


Figura 146. Convex Hull che racchiude i soli punti operativi risultati stabili dalle analisi di load flow

Si prenda, ad esempio, il caso rappresentato in Figura 147: la j-sima facet presa in esame è stata evidenziata in rosso, così come i suoi vertici, i suoi lati e il suo baricentro. Il vettore normale $\overline{\mathbf{N}}_j$ a questa ipersuperficie viene calcolato tramite prodotto vettoriale di due suoi lati e viene centrato nel suo baricentro, direzionandolo verso l'interno della struttura convessa costruita. Si calcola quindi il vettore $\overline{\mathbf{V}}_{j_p}$ rappresentante la posizione del punto in esame x_p rispetto al baricentro della j-sima facet considerata e si verifica la concordanza o meno della sua direzione con quella del relativo vettore $\overline{\mathbf{N}}_j$. Questa operazione di confronto, viene ripetuta per tutte le facce che compongono la struttura convessa: essendo il vettore normale ad ogni facet della CH direzionato verso l'interno della struttura, qualora per ogni faccia dovesse risultare una corrispondenza tra i versi di $\overline{\mathbf{N}}_j$ e relativo $\overline{\mathbf{V}}_{j_p}$, è chiaro che il punto potrà essere considerato interno; viceversa, se per anche solo una facet non dovesse essere verificata questa condizione, il punto verrà classificato come esterno, come nell'esempio rappresentato.
La corrispondenza dei versi per ciascuna coppia di vettori viene identificata effettuando il prodotto scalare tra i due: iterando per tutte le facet della CH, si definisce la proiezione del vettore $\overline{\mathbf{V}}_{j_p}$ sul corrispondente vettore $\overline{\mathbf{N}}_j$ e se ne definisce il segno. Per comprendere meglio questo passaggio, si faccia riferimento all'esempio bidimensionale in Figura 148: sono rappresentati due punti x_{p_1} esterno alla CH e x_{p_2} interno. In riferimento alla stessa j-sima facet, è considerato il versore ad essa normale $\overline{\mathbf{N}}_j$ e i due versori lungo le direzioni delle posizioni dei due punti rispetto al baricentro della facet considerata $\overline{\mathbf{V}}_{j_{p_1}}$ e $\overline{\mathbf{V}}_{j_{p_2}}$. Per valutare analiticamente la posizione dei punti considerati rispetto alla CH costruita, vengono valutati i prodotti scalari tra i due versori relativi al singolo punto e la j-sima facet, ottenendo:

$$c_{j_{p_1}} = \overline{\mathbf{N}}_j \cdot \overline{\mathbf{V}}_{j_{p_1}} < 0 \tag{90}$$

$$c_{j_{p_2}} = \overline{\mathbf{N}}_j \cdot \overline{\mathbf{V}}_{j_{p_2}} > 0 \tag{91}$$

Poiché tutti i versori normali alle varie facet della CH sono orientati verso l'interno della struttura, è chiaro che per poter definire interno alla regione di stabilità (e quindi stabile) un punto operativo, dovrà essere soddisfatta la (92).

$$c_{j_{p_i}} = \bar{\mathbf{N}}_j \cdot \bar{\mathbf{V}}_{j_{p_i}} > 0, \quad \forall j \tag{92}$$

Se la (92) è violata anche solo per una facet della CH, è chiaro che il punto operativo potrà essere considerato esterno alla struttura e quindi classificato come instabile.

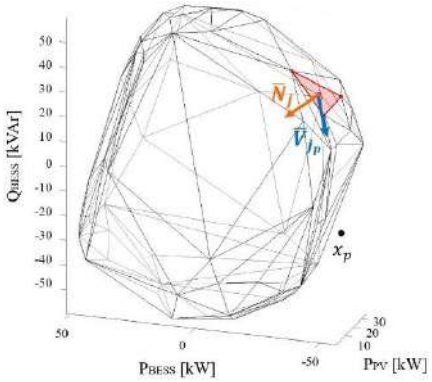


Figura 147. Analisi di una generica condizione operativa $\mathbf{x_p}$ in relazione ad una sola facet della CH nell'esempio tridimensionale relativo al sottogruppo della rete di Figura 99

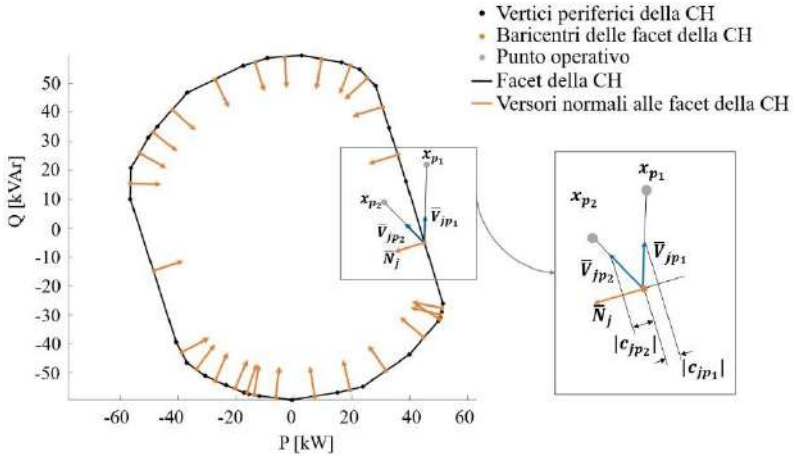


Figura 148. Analisi dei versi dei versori $\bar{\mathbf{N}}_j$ **e** $\bar{\mathbf{V}}_{j_{p_i}}$ relativi ad una sola facet della CH nell'esempio bidimensionale di unico dispositivo di rete

Anche la regione di stabilità definita in questo modo è stata sottoposta allo stesso test usato per valutare le prestazioni del metodo MVEE. Quindi, la struttura costruita con $m = 1000$, $m = 5000$, $m = 15000$ campioni casuali è stata testata attraverso $m = 15000$ diversi punti operativi randomici.
In questo caso, le percentuali di successo e fallimento grave ottenute sono state altrettanto buone, se non migliori che nel caso del metodo MVEE e sono illustrate nella tabella di seguito.

Metodo della Convex Hull				
N. punti operativi usati per la verifica		**15 000**		
N. punti operativi usati per la costruzione della frontiera di stabilità		**1 000**	**5 000**	**15 000**
clusterizzazione non necessaria	successo	92,37%	97,41%	98,65%
	fallimento grave	0%	0%	0%

A fronte di un miglioramento delle prestazioni del metodo, c'è però da dire che l'onere computazionale associato al calcolo dei vettori normali ad ogni ipersuperficie diventa importante all'aumentare delle dimensioni dell'iperspazio considerato, anche se da svolgere prettamente in fase offline, ossia per un controllo di tipo preventivo.

8.3 STRATEGIA DI CONTROLLO IMPLEMENTATA PER IL METODO DELLA CONVEX HULL

È noto come le reti, e quindi anche le MicroGrid, lavorino in accordo con le direttive imposte da algoritmi di dispacciamento economico: il sistema di controllo centralizzato valuta, ora per ora o quarto d'ora per quarto d'ora, la situazione economicamente maggiormente vantaggiosa in cui la rete dovrà trovarsi ad operare nell'intervallo di tempo successivo, basandosi su previsioni riguardanti disponibilità di generazione e livelli di carico.
Se il punto operativo della rete è geometricamente molto vicino alla frontiera di stabilità costruita, può capitare che una perturbazione (quale può essere un guasto o la perdita di un componente) inneschi nel sistema delle oscillazioni di tensione in grado di portare la rete all'instabilità. È quindi importante valutare la distanza dalla frontiera del punto di funzionamento fornito come output dall'algoritmo di dispacciamento economico e verificare che sia mantenuto un certo margine di sicurezza (che è stato precedentemente indicato con sm. Implementando questo margine, è possibile suddividere lo spazio in due aree: una zona di stabilità, rappresentata in viola in Figura 149, e una zona di stabilità e sicurezza, rappresentata in grigio.
Si consideri l'esempio bidimensionale, relativo ad un singolo dispositivo di rete, rappresentato in Figura 149: il punto operativo considerato $\mathrm{x_p}$ è interno alla struttura convessa e quindi è ritenuto stabile, ma, per poter definirlo sicuro è necessario valutare la sua distanza dalla frontiera di stabilità.

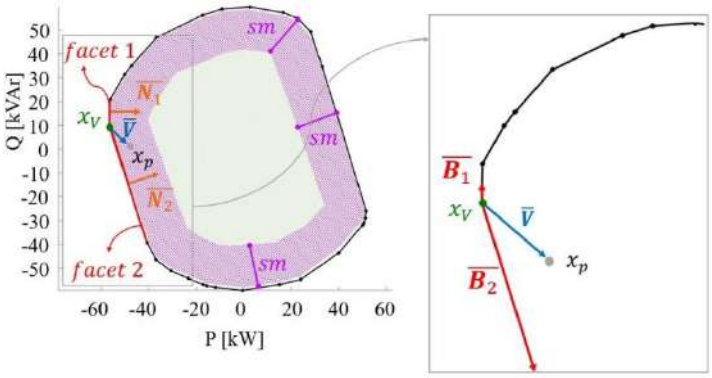


Figura 149. Esempio bidimensionale della valutazione della distanza minima di un punto operativo $\mathbf{x_p}$ dalla frontiera

La strategia proposta per valutare la minima distanza del punto dalla frontiera è illustrata di seguito.

- Viene valutato, nella lista fornita in output dall'algoritmo QHull, il vertice x_V più vicino al punto operativo in esame x_p e si determina il vettore $\overline{\mathbf{V}}$ rappresentante la posizione di x_p rispetto a x_V. In Figura 149, il vertice più vicino x_V è rappresentato in verde, mentre il vettore $\overline{\mathbf{V}}$ calcolato è marcato di blu.
- Si identificano le k facet che presentano il punto x_V come proprio vertice. Nell'esempio considerato le $k = 2$ facet considerate sono evidenziate in rosso.
- Vengono valutati i vettori $\overline{\mathbf{B}}_k$ (in rosso nell'approfondimento di Figura 149) rappresentanti la posizione del baricentro della k-sima facet rispetto al vertice x_V. Si calcolano quindi le proiezioni del vettore $\overline{\mathbf{V}}$ su ciascuna $\overline{\mathbf{B}}_k$ tramite il loro prodotto scalare. In riferimento al caso in esempio, viene valutata la (93).

$$V_{B_k} = \overline{\mathbf{V}} \cdot \overline{\mathbf{B}}_k, \quad k = 1, 2 \tag{93}$$

La (93) assumerà valore positivo se l'angolo θ_k tra i due vettori in esame soddisfa la (94), altrimenti sarà negativo

$$-90° < \theta_k < 90° \tag{94}$$

Con riferimento alla Figura 150 è evidente come $90° < \theta_1 < 270°$ e quindi V_{B_1} sia negativo, mentre
$-90° < \theta_2 < 90°$ e quindi V_{B_2} sia positivo. Nella ricerca della facet più vicina, vengono considerate solo le k facet che forniscono V_{B_k} positivo. Questa selezione passerà al punto successivo, tutte le altre, invece, verranno scartate. Nel caso dell'esempio bidimensionale di Figura 149, è chiaro che l'unica facet a fornire proiezione positiva sia la facet 2.

- Delle k facet selezionate nel passaggio precedente, si considerano i versori $\overline{\mathbf{N}}_k$ ad esse normali e orientati verso l'interno della struttura convessa. Vengono poi calcolate le proiezioni del vettore $\overline{\mathbf{V}}$ su ciascun $\overline{\mathbf{N}}_k$. Il più piccolo valore positivo di queste proiezioni corrisponderà alla minima distanza $\left\| \overline{\mathbf{V}}_{\mathbf{N_{k_{min}}}} \right\|$ del punto x_p dalla frontiera. Nel caso in esempio, l'unica facet a fornire proiezione positiva nel passaggio precedente è la facet 2 e corrisponde a quella più vicina al punto

in esame: quindi, la minima distanza di x_p dalla frontiera viene calcolata tramite il prodotto scalare del vettore $\bar{\mathbf{V}}$ con il versore $\bar{\mathbf{N}}_2$.

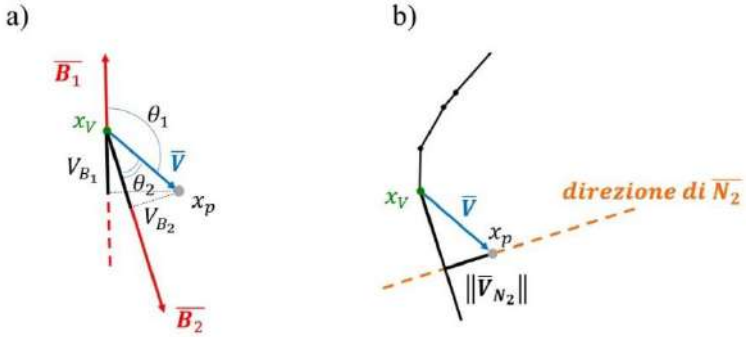


Figura 150. Rappresentazione delle proiezioni $\mathbf{V_{B_k}}$ relative all'esempio di Figura 149(a). Valutazione della distanza minima del punto operativo dalla frontiera (b).

Quindi il punto operativo x_p, ottenuto dall'algoritmo di dispacciamento economico in fase preventiva, sarà considerato stabile perché interno alla struttura convessa, ma potrà essere considerato sicuro solo se è verificata la condizione (95).

$$\left\| \bar{\mathbf{V}}_{\mathbf{N_{k_{min}}}} \right\| \geq \mathbf{sm} \tag{95}$$

Ecco, quindi, che la strategia di controllo da implementare sarà definita del flowchart in Figura 151.
Se il punto operativo è interno alla frontiera e mantiene la distanza di sicurezza, allora non subirà alcuno spostamento.
Il primo tipo di controllo prevede di trovare una soluzione il più vicino possibile a quella iniziale, ma che sia interna alla regione di fattibilità e in modo che la microrete, ridispacciando le unità controllabili sia in grado di soddisfare autonomamente il carico, senza variare le unità di generazione non programmabili.
Qualora questo non fosse possibile, il secondo controllo prevede che il nuovo punto operativo sia in grado di mantenere il carico senza variare le unità non programmabili e ridispacciando le unità controllabili in modo che la rete di distribuzione possa aiutare a mantenere la stabilità.
L'ultimo tipo di controllo, si attua nel momento in cui l'instabilità sia dovuta proprio ai nodi che fino a questo momento non sono stati variati. Se l'instabilità è dovuta al nodo di carico o delle unità non controllabili, sarà necessario modificare il funzionamento della rete variando ogni nodo possibile in modo che il nuovo punto operativo sia interno alla regione di fattibilità e non sia troppo distante dal punto originario.
Come mostrato in Figura 152, con riferimento all'esempio bidimensionale precedente, il punto operativo x_p non soddisfa la (94) e quindi può essere considerato stabile, ma non sicuro.
Per poter operare in sicurezza, la rete dovrà essere portata a lavorare in x'_p che si trova nella direzione di $\bar{\mathbf{V}}_{\mathbf{N_{k_{min}}}}$ e dista sm dalla frontiera di stabilità.
A questo punto, si supponga di aver individuato un punto operativo x_p esterno alla struttura e quindi ritenuto instabile, perciò inaccettabile per il funzionamento della rete, come nell'esempio tridimensionale associato al sottosistema di rete di Figura 99, indicato in Figura 153. Essendo in una fase di controllo preventivo, è possibile trovare una nuova condizione operativa che sia all'interno della CH costruita, in

modo che durante l'esercizio di rete non sorgano problemi, e che non si discosti troppo dalla condizione fornita come ottima dall'algoritmo di dispacciamento economico.

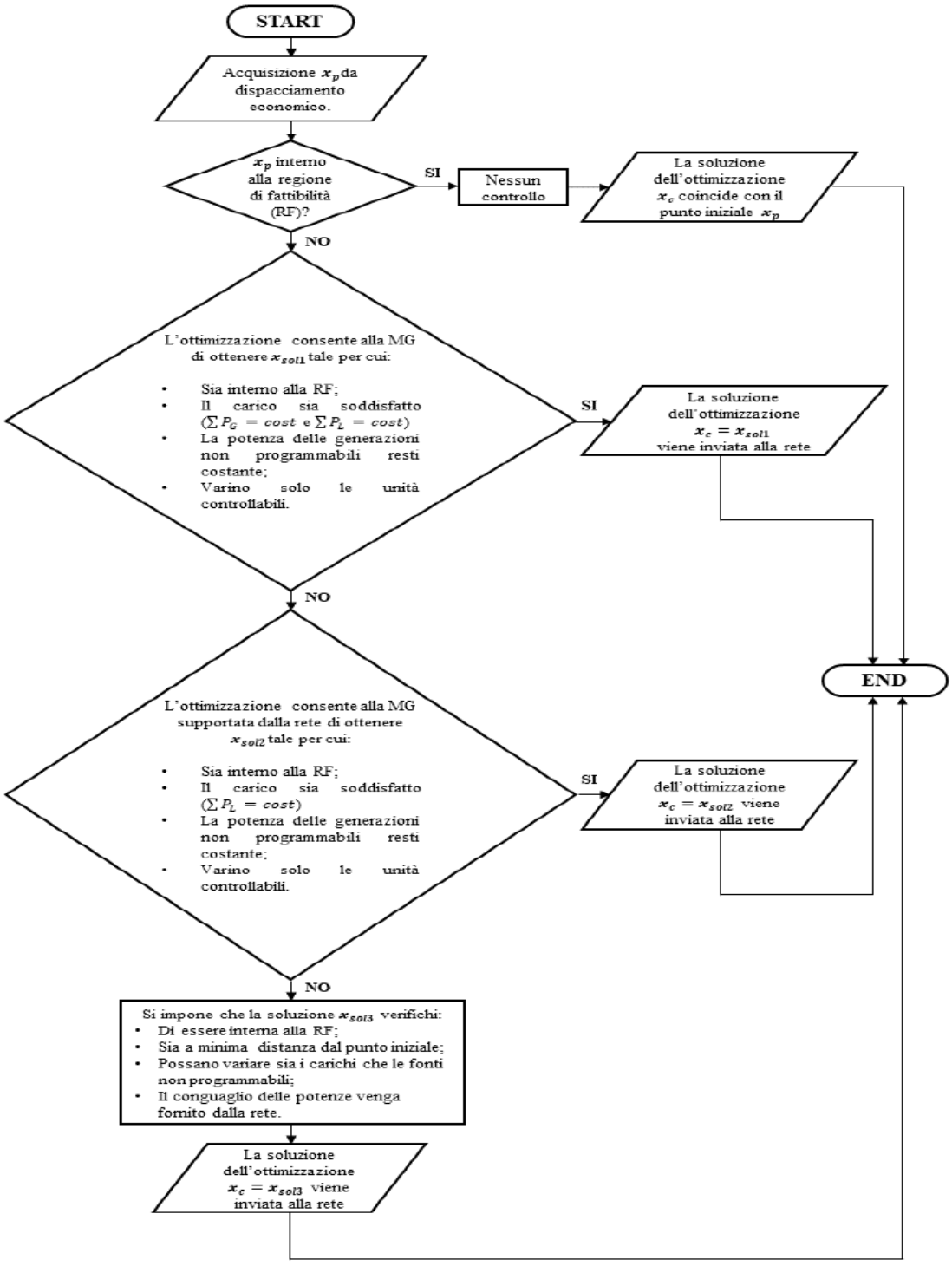


Figura 151. Flowchart riassuntivo della strategia di controllo.

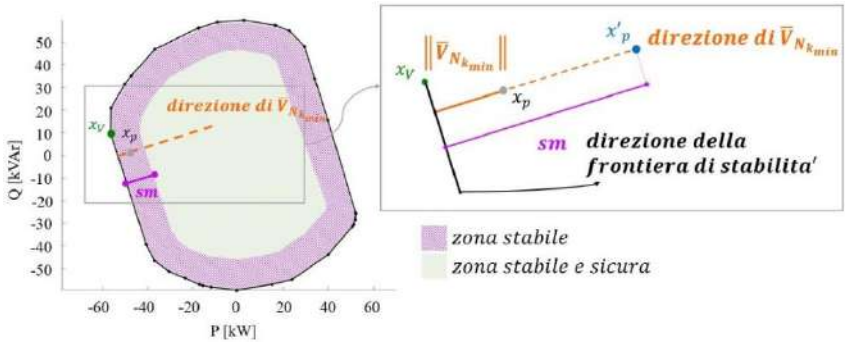


Figura 152. Confronto tra la minima distanza calcolata con il metodo proposto e il margine di sicurezza scelto. Valutazione del punto operativo in cui spostare le variabili di rete per poter lavorare in stabilità e sicurezza non allontanandosi troppo dalla condizione di ottimo economico

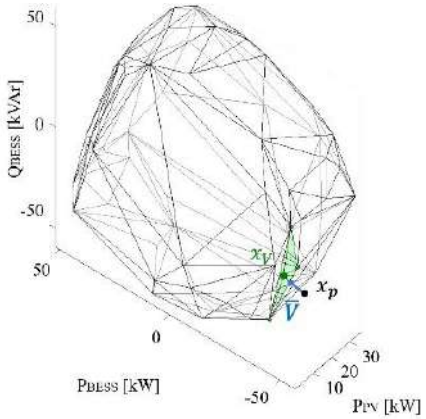
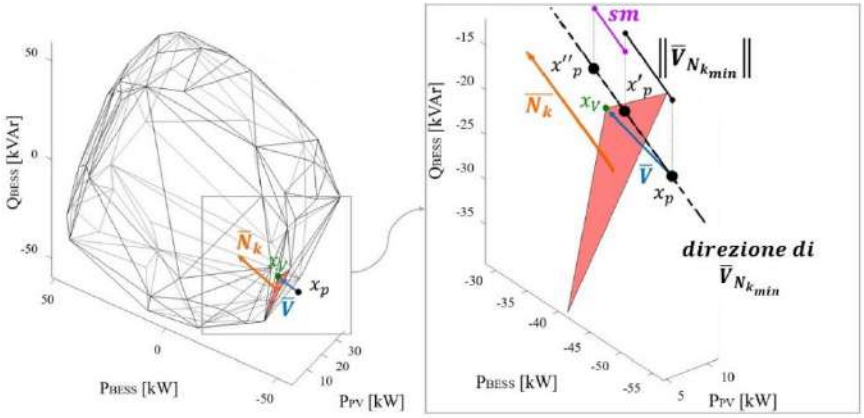


Figura 153. Rappresentazione delle facet associate al vertice più vicino al punto operativo esterno in esame

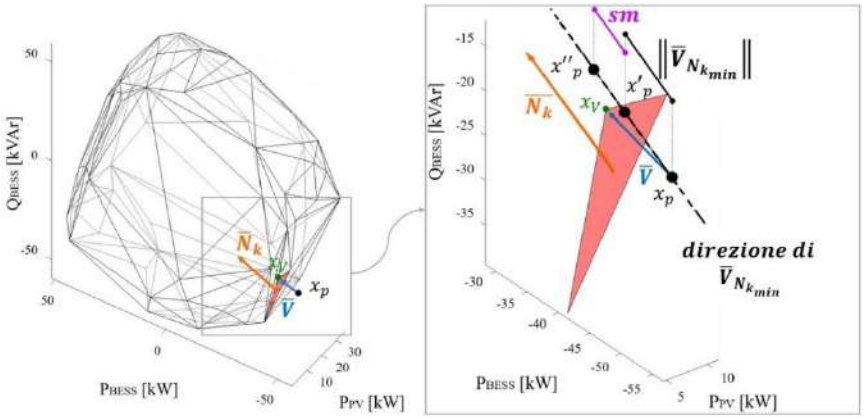
Il procedimento adottato in questo caso ricalca quello della condizione precedentemente esposta.

- Dalla lista dei vertici fornita in output dall'algoritmo QHull, viene selezionato il vertice x_V più vicino al punto in esame x_p e si calcola il vettore $\overline{\mathbf{V}}$ (in blu in Figura 153) rappresentante la posizione di x_p rispetto ad x_V.
- Vengono quindi selezionate le k facet che presentano il punto x_V come proprio vertice. In Figura 153 sono evidenziate in verde.
- Considerando i vettori $\overline{\mathbf{B}}_k$ congiungenti il vertice x_V con i baricentri delle k facet selezionate, si valutano le proiezioni V_{B_k} del vettore $\overline{\mathbf{V}}$ su ciascun $\overline{\mathbf{B}}_k$ per determinare la facet o l'insieme di facet più vicine al punto. Nel caso in esame, è presente un'unica facet che fornisce proiezione V_{B_k}

positiva e quindi quella rappresenta la facet più vicina (evidenziata in rosso in



- Figura 154). Però potrebbe accadere che tutte le proiezioni calcolate siano negative o nulle: in quel caso nessuna delle facet selezionate può essere considerata vicina al punto $\mathrm{x_p}$ e il sistema di controllo dovrebbe scegliere come direzione privilegiata per lo spostamento quella ottimale che coincide con la direzione di $\mathbf{\overline{V}}$, come rappresentato nell'esempio bidimensionale di
- Figura 155.
- Della facet o dell'insieme di facet selezionate nel punto precedente, vengono valutati i versori ad esse normali $\mathbf{\overline{N}_k}$ e calcolate le proiezioni del vettore $\mathbf{\overline{V}}$ su ciascun $\mathbf{\overline{N}_k}$. La distanza minore coincide con il più piccolo valore positivo calcolato $\left\|\mathbf{\overline{V}_{N_{k_{min}}}}\right\|$. Spostandosi, a partire dal punto $\mathrm{x_p}$, lungo la sua direzione esattamente di questa quantità si ottiene la nuova condizione operativa $\mathrm{x'_p}$ (



- Figura 154) che sarà sicuramente stabile (perché posizionata sulla frontiera), ma non sicura. Affinché la rete, nel quarto d'ora successivo a quello di calcolo, possa lavorare in condizioni di stabilità e sicurezza è necessario aggiungere alla quantità appena calcolata, il margine di sicurezza desiderato sm, ottenendo la condizione operativa $\mathrm{x''_p}$ lungo la direzione della minima distanza.

Utilizzando questa tecnica, si è sicuri che la rete venga portata a lavorare in una situazione stabile, in quanto interna alla regione di stabilità, e sicura, in quanto soddisfacente il margine di sicurezza scelto. Inoltre, è importante notare che la nuova condizione operativa determinata non si discosta molto

dalla condizione iniziale fornita come soluzione ottima dall'algoritmo di dispacciamento economico; quindi, l'assetto di rete non verrà totalmente stravolto.

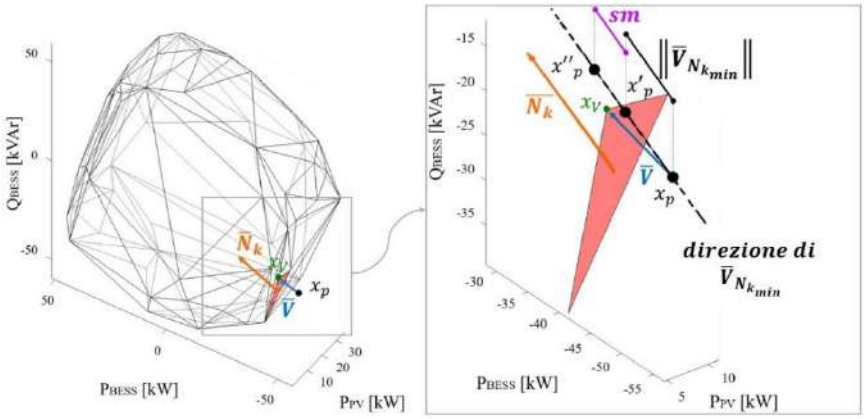


Figura 154. Rappresentazione della facet, evidenziata in rosso, più vicina al punto operativo esterno in esame e spiegazione grafica della tecnica di controllo

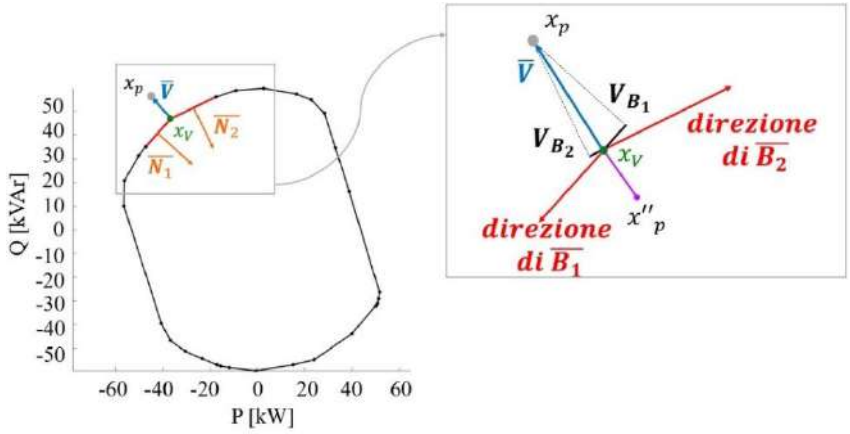


Figura 155. Rappresentazione geometrica del caso di proiezioni $\mathbf{V_{B_k}}$ negative

8.4 METODO DELLA CONVEX HULL APPLICATO ALL'ANALISI DI STABILITA' DINAMICA

Per poter ottenere la regione di fattibilità dinamica della MG che fosse visualizzabile nelle tre dimensioni, si è considerata una sezione della microrete del Laboratorio PrInCE, rappresentata in Figura 156. Considerando $\mathrm{m} = 300$ punti operativi randomici, i cui valori rispettassero i limiti di capability dei due dispositivi mostrati in Tabella 2, si sono svolte due analisi dinamiche: una considerando il caso di guasto posizionato a bocca di impianto eolico e l'altra considerando il guasto a bocca di CHP. I risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche svolte in cloud (come spiegato nel Capitolo 10), sono stati confrontati con i limiti di taratura del relè di interfaccia con la rete imposti dalla CEI 0-21 e riportati in Tabella 3.

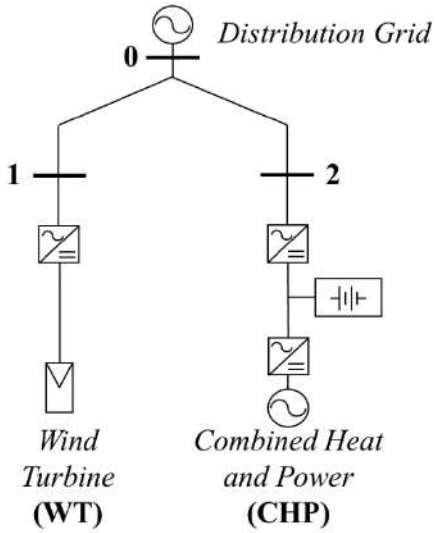


Figura 156. Sottosezione della MG del PrInCE Lab presa in considerazione per l'esempio tridimensionale.

Tabella 2. Curve di capability dei dispositivi usati in simulazione

	Impianto eolico	**CHP**
Potenza attiva	$[0;\ 60]$ kW	$[0;\ 120]$ kW
Potenza reattiva	-	$[-120;\ 120]$ kVAr
Potenza apparente	-	$\sqrt{P^2 + Q^2} \leq 120$ kVA

Confrontando i risultati con i limiti imposti, i punti operativi sono stati suddivisi in due sottogruppi: un insieme formato dai punti operativi che non comportano intervento delle protezioni durante tutta la dinamica e un insieme in cui una violazione dei limiti conduce all'instabilità. Entrambi i set di dati sono stati rappresentati in figura: in blu sono rappresentati i punti operativi che non hanno condotto a nessuna violazione dei limiti delle protezioni, in rosso sono rappresentati i punti che hanno portato all'intervento delle protezioni in almeno uno dei casi considerati. L'insieme dei punti operativi fattibili è stato quindi utilizzato per costruire la regione di stabilità pratica dinamica della sezione della MG considerata nell'esempio. Il processo utilizzato è il medesimo illustrato nel capitolo 9 e la regione ottenuta con il metodo della Convex Hull è rappresentato in Figura 158.

Tabella 3. Soglie di taratura del relè di interfaccia secondo la CEI 0-21

Soglia Vmin secondo 27.S1	**Soglia Vmin secondo 27.S2**	**Soglia fmin secondo 81.S2**	**Soglia fmin secondo 81.S2**
192.5 [V]	34.5 [V]	49.5 [Hz]	51.5 [Hz]

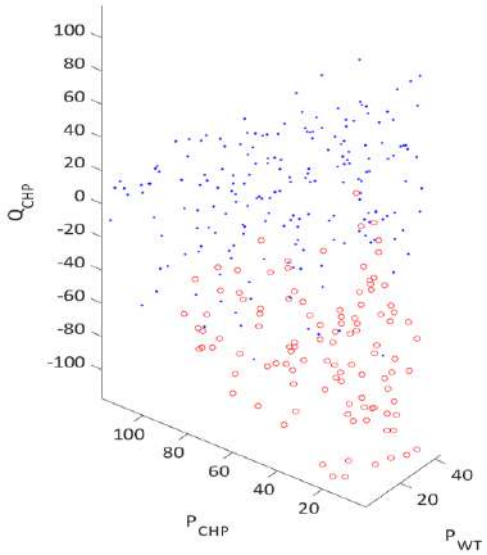


Figura 157. Punti operativi considerati nella simulazione

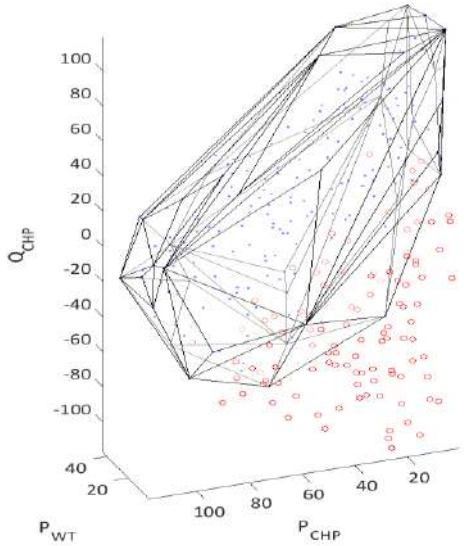


Figura 158. Convex Hull che racchiude i punti operativi fattibili ottenuti dalla precedente analisi.

CAPITOLO 9. IDENTIFICAZIONE IN TEMPO REALE DEI MODELLI STATICI E DINAMICI DI BASSO ORDINE DELLA MICRORETE

Questa sezione si occupa dello studio di un metodo di identificazione on-line per ottenere i modelli statici e dinamici di basso ordine della rete.

La valutazione della SSA, DSA, e il controllo delle MGs sono fortemente legati al modello della rete in esame. La DSA spesso avviene per mezzo di simulazioni nel dominio del tempo: queste sicuramente hanno il vantaggio di valutare con molta precisione il comportamento dinamico del sistema, ma richiedono molto tempo. In letteratura sono presenti diversi modelli dei dispositivi della MG che si differenziano per complessità e applicazione pratica di simulazioni tempo-dipendenti. È chiaro però che per la creazione di modelli completi siano necessari informazioni relative ai parametri interni di ciascun componente. Questi spesso non sono disponibili a causa di diverse proprietà e problemi di riservatezza e quindi diventa molto difficile creare un modello aderente alla realtà. Queste difficoltà, unite all'onere computazionale di simulazioni nel dominio del tempo, possono essere aggirate sviluppando tecniche di stima dei parametri [59-62]. A seconda della complessità del sistema possono quindi essere adottati dei modelli semplificati. La letteratura scientifica propone due categorie di tecniche di derivazione di tali modelli: tecniche di riduzione basate sulla semplificazione dei sistemi full-order [63-74] e l'individuazione dei parametri del modello di ordine ridotto basato su traiettorie di input-output [75-78].

La prima categoria può essere a sua volta suddivisa in due principali classi: una basata sul concetto di time-scale decoupling (disaccoppiamento temporale dei fenomeni) [64-69] e l'altra basata su approssimazioni che considerino solo gli aspetti principali del modello dell'ordine completo [69-74]. Entrambi questi metodi richiedono la conoscenza a priori delle leggi fisiche che disciplinano il sistema dinamico e valori accurati dei parametri interni. Con queste premesse, i modelli di ordine ridotto possono essere derivati applicando tecniche basate sul metodo Particle Swarm Optimization (PSO) [70], l'algoritmo a due scale temporali [68], modelli di Reti Neurali Artificiali (ANN) [69], il metodo di identificazione del sottospazio in tre fasi [70], i modelli NARX [71] e Hammerstein [72].

I metodi basati su traiettorie di input-output, considerano i dispositivi di rete come una black-box [75-85]. Vengono regolati i parametri del modello per forzare il modello di traiettoria in modo che sia il più simile possibile a quella del sistema fisico. Questi metodi sono basati sull'ARX [75], il NARX [76], le reti neurali artificiali (ANN) [77], il Dynamic Descendent Gradient (DDG) [78], l'analisi di Prony [79,80], nonché l'analisi di Prony che comporta un'ottimizzazione non lineare ai minimi quadrati [81], l'algoritmo Multi-Objective Differential Evolution Optimization (MODEO) [82], l'algoritmo di Levenberg-Marquardt (LM) [84] e il metodo di screening Morris [85].

Il metodo adottato in questo caso prevede che i parametri di rete che non sono noti vengano ottenuti come output si un sistema fittizio a dinamica molto veloce, ottimizzando un PI basato sugli errori tra la traiettoria del sistema reale e quella del suo sistema semplificato. Le dinamiche di questo sistema sono state progettate in modo da essere stabili e veloci utilizzando la teoria di Lyapunov unita all'analisi di sensitivity. In questo modo è possibile ottenere un algoritmo in grado di essere implementato nell'analisi del dominio del tempo continuo, utilizzabile per l'identificazione on-line del modello. Tramite questa tecnica, i parametri del sistema che variano nel tempo vengono rapidamente individuati e aggiornati.

9.3 SCELTA DEL MODELLO

Consideriamo ogni componente come un elemento in grado di richiedere e fornire potenza attiva. Quindi nel dominio tempo-continuo è possibile considerare il modello di input-output mostrato in (96).

$$\hat{P}^{(n)}(t) = f\left(\hat{P}^{(n-1)}(t), \hat{P}^{(n-2)}(t), \dots, \hat{P}^{(0)}(t), P_{set}^{(m)}(t), P_{set}^{(m-1)}(t), \dots, P_{set}^{(0)}(t), \hat{\vartheta}(t), t\right) \quad (96)$$

In (96):

- m ed n sono numeri interi positivi ($n > m$) in cui n rappresenta l'ordine ipotizzato del modello;
- $\hat{\vartheta}(t)$ è il vettore di dimensione $[n + (m + 1)]$ in cui sono presenti i parametri del modello che andranno identificati;
- $P_{set}(t)$ è il set point di potenza attiva del dispositivo in esame;
- $\hat{P}(t)$ è la potenza attiva del modello di ordine ridotto del componente.

Nell'identificazione parametrica, la scelta dell'ordine appropriato per la modellazione riveste un ruolo molto importante. Tuttavia, per rappresentare il comportamento dinamico di un dispositivo in maniera adeguata, si può considerare idoneo un modello del secondo ordine [70-72] come mostrato nella (97).

$$\ddot{\hat{P}}(t) + \hat{\alpha}_1(t)\dot{\hat{P}}(t) + \hat{\alpha}_0(t)\hat{P}(t) = \hat{\beta}_0(t)P_{set}(t) \quad (97)$$

9.4 IDENTIFICAZIONE ON-LINE DEI PARAMETRI. METODO GENERALE

Per calcolare i parametri non noti del modello del secondo ordine è possibile utilizzare un algoritmo di ottimizzazione: imponendo tali parametri come variabili di controllo del problema, si cerca di mantenere l'output del modello il più vicino possibile al sistema reale sottoposto allo stesso input. La formulazione matematica del problema di ottimizzazione prevede che un buon PI (usato per valutare il comportamento transitorio di un sistema dinamico) sia definito come funzione quadratica delle variabili di output. Pertanto, si definisce un errore di fitting come la distanza tra risultati del sistema fisico e quelli del modello matematico (98).

$$e\left(t, \hat{\vartheta}(t)\right) = \left(\hat{P}\left(t, \hat{\vartheta}(t)\right) - P_m(t)\right) \quad (98)$$

Nella (98):

- $\hat{\vartheta}(t) = [\hat{\alpha}_1(t) \quad \hat{\alpha}_0(t) \quad \hat{\beta}_0(t)]^T$;
- $P_m(t)$ rappresenta la potenza attiva misurata sul componente in esame.

L'obiettivo della metodologia è quello di ottenere la migliore aderenza tra le due traiettorie trovando l'insieme dei parametri del modello $\hat{\vartheta}(t)$ che fornisce la minima norma di un indice di prestazione. Si consideri, quindi, l'indice di prestazione $J(t, \hat{\vartheta}(t))$ la cui espressione matematica e matriciale sono mostrate nella (99) e (100).

$$J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)) = \frac{1}{2}\left[q_1 e\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^2 + q_2 \dot{e}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^2\right] \tag{99}$$

$$J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)) = \frac{1}{2}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^T \mathbf{Q}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) \tag{100}$$

Nelle due espressioni $e\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)$è l'errore di fitting, con $\dot{e}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)$ sua derivata temporale, q_1e q_2 sono coefficienti positivi, $\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)$ è il vettore colonna di dimensione $2-n$ i cui elementi sono l'errore di fitting e la sua derivata, mentre $\mathbf{Q}$ è la matrice diagonale di dimensione $(\mathbf{2x2})$ i cui elementi sono i coefficienti positivi q_1 e q_2. Essendo $J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t))$ una funzione quadratica, sarà sicuramente positiva. Indicando con la (100) la funzione costo da minimizzare, il problema di ottimizzazione può essere espresso come nella (101).

$$\min_{\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)} J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)) = \min_{\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)} \left\{\frac{1}{2}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^T \mathbf{Q}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)\right\} \tag{101}$$

Questo è un problema di ottimizzazione senza vincoli che può essere risolto adottando tecniche classiche di identificazione, che però vanno aggiornate periodicamente oppure ogni qualvolta ci sia una modifica nel sistema [80]. L'obiettivo però in questo caso è implementare una metodologia di identificazione on-line che possa aggiornare automaticamente i parametri del modello quando la rete subisce variazioni basandosi sul teorema di Lyapunov unito all'analisi di sensitivity. Considerando come funzione di Lyapunov la (99), la sua derivata temporale $\dot{J}(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t))$ è espressa in (102).

$$\dot{J}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) = \frac{1}{2}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^T \mathbf{Q}\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) \tag{102}$$

In cui

$$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) = \left(\frac{\partial\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)\dot{\hat{\boldsymbol{\vartheta}}}(t) \tag{103}$$

Perciò la (102) diventa la (104).

$$\dot{J}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) = \frac{1}{2}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^T \mathbf{Q}\left(\frac{\partial\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)\dot{\hat{\boldsymbol{\vartheta}}}(t) \tag{104}$$

Per poter applicare il teorema di Lyapunov, $\dot{J}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)$ deve essere forzata ad essere una funzione semidefinita negativa e quindi si assume che $\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)$ vari in accordo al gradiente negativo di $J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t))$, come mostrato in (105), in cui k rappresenta il guadagno positivo che influenza la performance dinamica del processo di identificazione.

$$\dot{\hat{\boldsymbol{\vartheta}}}(t) = -k\left(\frac{\partial J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t))}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)^{T} = -k\left(\frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)^{\mathbf{T}} \mathbf{Q}^{T}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) \tag{105}$$

Sostituendo la (105) nella (104) e svolgendo semplificazioni matematiche, la derivata dell'indice di prestazione assume espressione semidefinita negativa (106).

$$j\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) = -k\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)^{T}\mathbf{Q}\left(\frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)\left(\frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)^{\mathbf{T}} \mathbf{Q}^{\mathbf{T}}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right) \tag{106}$$

Si noti che, con il sistema dinamico assunto, la funzione oggetto del problema non lineare di ottimizzazione (101) è una funzione di Lyapunov. Ciò implica che finché i parametri della $\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)$ sono aggiornati tramite la (105), il teorema di Lyapunov assicura l'esistenza di un punto di equilibrio che corrisponderà al valore minimo della funzione obiettivo (101).
Se il sistema è nel punto di equilibrio e un parametro interno del dispositivo in esame varia, $J(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t))$ varierà con esso e quindi, dovendo verificare la (101) verranno aggiornati i parametri del modello. Questa tecnica girerà permanentemente nel sistema, senza bisogno di essere riavviata, in modo che, ogni cambiamento fisico nel dispositivo in esame venga immediatamente rilevato portando ad un aggiornamento dei parametri del modello.
La regola di aggiornamento del vettore dei parametri ignoti è ottenuta tramite l'integrazione nel tempo mostrata in (107).

$$\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t) = -k\int\left[\left(\frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)^{\mathbf{T}} \mathbf{Q}^{T}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)\right]dt \tag{107}$$

È chiaro che il guadagno k influenzi significativamente la velocità di convergenza dell'algoritmo: k molto grande produce risposte rapide ma poco accurate, viceversa k piccolo produce risposte molto precise che richiedono troppo tempo.
Le dinamiche dei dispositivi presenti in una microrete sono diverse: a seconda del tipo di variazione subita dal dispositivo, questo risponderà più o meno lentamente. Ad esempio, la variazione dei parametri a seguito di fenomeni elettromagnetici comporterà un transitorio di decine o centinaia di millisecondi, mentre la risposta del dispositivo a fenomeni elettromeccanici comporterà un transitorio di qualche secondo. Quindi l'integrale della (107) deve essere definito all'interno di un intervallo temporale dell'istante di inizio del transitorio (t_i) all'istante in cui il dispositivo si porta a regime (t_f), come nella (108).

$$\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t) = -k\int_{t_i}^{t_f}\left[\left(\frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)}{\partial \hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)}\right)^{\mathbf{T}} \mathbf{Q}^{T}\boldsymbol{\varepsilon}\left(t,\hat{\boldsymbol{\vartheta}}(t)\right)\right]dt \tag{108}$$

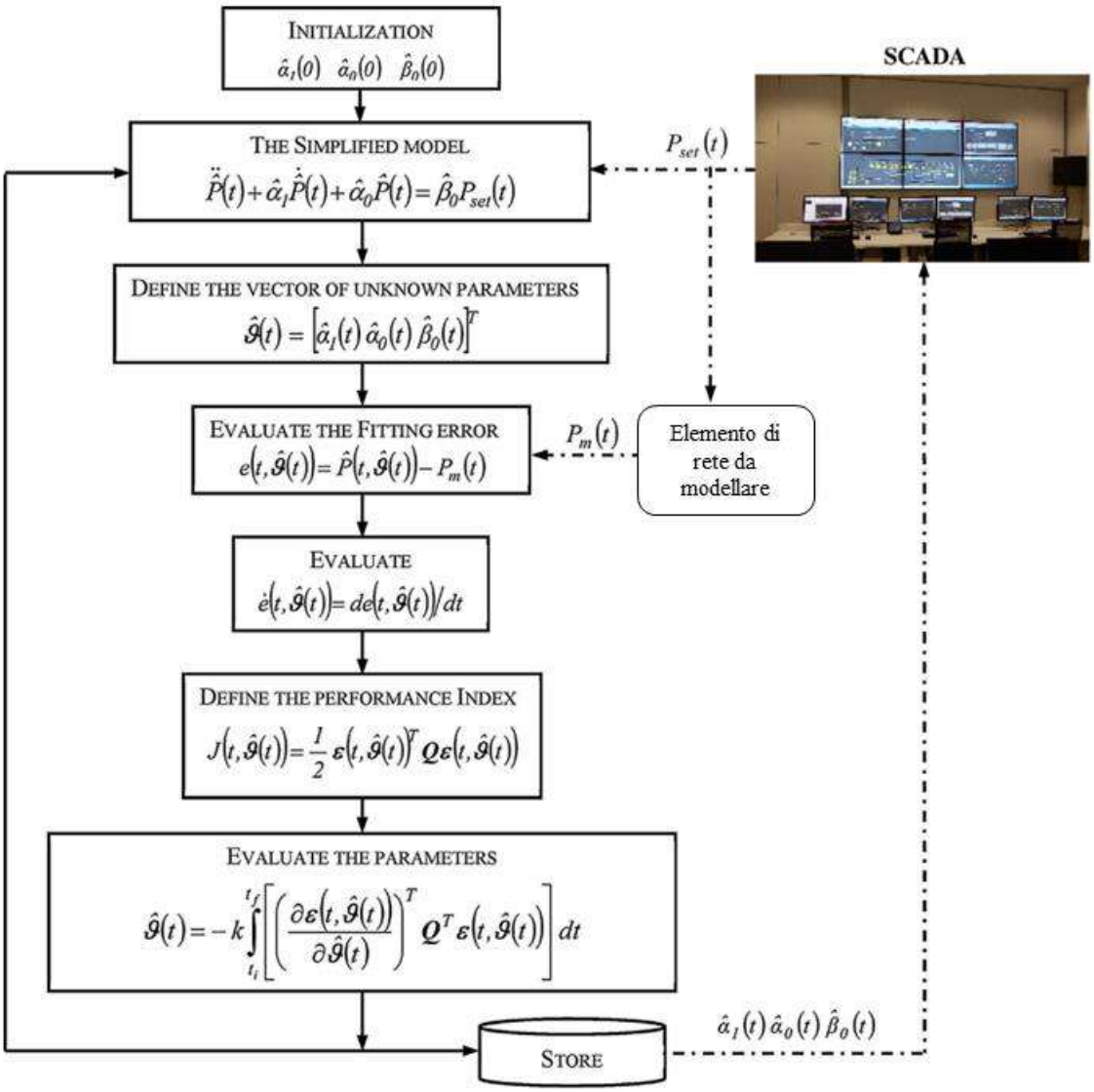


Figura 159. Flowchart dell'algoritmo di identificazione parametrica on-line

In Figura 159 è riportato il flowchart dell'algoritmo usato per l'identificazione in tempo reale dei parametri non noti e le interazioni tra il flowchart e i segnali dal dispositivo fisico in esame e dal livello superiore di controllo della rete (SCADA). La procedura di identificazione parametrica è implementata a livello locale tramite un modulo presente su un PLC di bordo: l'input è il set-point di potenza attiva P_{set} e il corrispondente output P_m proveniente dal dispositivo di rete. Dopo una prima fase di inizializzazione, il modello semplificato viene eccitato dallo stesso set-point in ingresso al dispositivo in analisi in modo da fornire in uscita una propria traiettoria. Questa viene confrontata con quella misurata in output dall'elemento di rete in modo da ottenere l'errore di fitting e la sua derivata temporale. Questi elementi vengono inviati al modulo successivo in cui l'integrale definito (108) viene risolto in maniera ricorsiva per aggiornare la legge di variazione dei parametri. Tale integrazione ha caratteristica di auto-filtraggio in

modo da considerare utilizzabili anche le misurazioni in cui è presente del rumore bianco. Altri tipi di disturbi la cui azione sulla misura ha un tempo di permanenza maggiore del tempo di campionamento della misura altereranno inevitabilmente il risultato producendo errori sistematici sui parametri. Se il valore di un parametro varia improvvisamente dal valore usuale è chiaro che il dispositivo di rete o il sistema di misurazione non stanno funzionando correttamente.
Il processo di identificazione aggiornerà così continuamente i parametri in modo da poterli memorizzare in una memoria locale per poi inviarli allo SCADA: in questo step verranno utilizzati per le simulazioni nel dominio del tempo utili alla DSA. Ovviamente, per evitare sovraccarichi nel sistema di comunicazione tra server e SCADA, i parametri aggiornati verranno inviati solo nel momento in cui vengono rilevate variazioni significative nei loro valori.

9.5 IDENTIFICAZIONE REAL TIME DEI MODELLI DINAMICI DELLA MG DEL PRINCE LAB

La risposta dinamica dei componenti della MG dipende dalle caratteristiche dei generatori e dalla modalità di controllo implementata nel sistema di interfaccia, cioè nel convertitore. Ci sono due classi di sistemi di alimentazione: generatori che alimentano in DC (PV, batteria o celle a combustibile), e alimentazione AC a frequenza variabile (come microturbina e co-generatore). Tuttavia, entrambi devono essere collegati alla rete tramite un convertitore con modalità operativa dedicata (grid-forming, grid-following o grid-support) che permette di gestire le grandezze elettriche (potenza attiva e reattiva o tensione e frequenza) che determinano il comportamento dinamico del componente all'interfaccia della rete. Nella MG del Prince Lab del Politecnico di Bari i generatori possono funzionare solo in due modalità operative, in base alle loro capacità e caratteristiche intrinseche:

- **Grid-forming**: quando sono richieste tensione e frequenza di riferimento, un generatore funziona come Master e il suo convertitore lato rete è guidato tramite un controllo di tensione e frequenza costanti (V-f);
- **Grid-following**: quando il generatore non serve a fornire tensione e frequenza di riferimento, viene azionato in modalità Slave e il convertitore all'interfaccia di rete funziona tramite controllo di potenza costante (potenza attiva e reattiva, PQ) o, in caso di presenza di RERs, con il controllo del punto di massima potenza (MPPT).

In particolare, il CHP funziona come Master (modalità operativa grid-forming) quando la MG è isolata (con modalità di controllo V-f per garantire la corretta tensione e frequenza e contrastare i disturbi), mentre gli altri generatori funzionano con la modalità operativa grid-following. In questo modo è possibile garantire la gestione economica ottimale e la sicurezza della MG.
Di seguito sono riportati brevemente i modelli di alcuni componenti della MG del PrInCE in modo da riprodurre il loro comportamento dinamico.

9.5.1 MICROTURBINA

La microturbina a gas Capstone C30 da 30 kW è collegata alla MG tramite inverter AC/AC controllato localmente da segnali provenienti dallo SCADA.

Per ottenere l'identificazione on-line dei suoi parametri sono state eseguite diverse simulazioni su un modello di benchmark della microturbina Capstone C30 basato sul modello sviluppato in [86], i cui parametri interni sono stati modificati in modo da renderlo aderente al comportamento reale del dispositivo usato in laboratorio [87]. Per le simulazioni si è utilizzato il toolbox SimPowerSystem del software Matlab/Simulink [88], assumendo:

$$q_1 = 1; \quad q_2 = 1; \quad k_{\hat{\alpha}_1} = -10; \quad k_{\hat{\alpha}_0} = -200; \quad k_{\hat{\beta}_0} = -200.$$

Per poter sviluppare un modello del secondo ordine in grado di rilevare i transitori elettromeccanici (da pochi secondi a decine di secondi) è stato utilizzato un orizzonte temporale fisso di 90 [s].
Partendo dal sistema a livello di potenza 0 [kW], si applica un segnale composto da un treno di impulsi aventi ampiezza 10 [kW], periodo 100 [s] e larghezza di impulso del 45.5%. Viene aggiunto del rumore bianco all'uscita della MT per simulare errori di misurazione. L'identificazione inizia assumendo una condizione di flat start, ossia i parametri sconosciuti sono posti pari a zero. In Figura 160 è rappresentato il comportamento nel dominio del tempo dei parametri identificati e gli errori di fitting e ed è. Si nota come nella prima fase del transitorio sia presente un elevato errore di fitting e questo comporta un rapido aggiustamento dei parametri del modello. A seconda dei singoli contributi alla funzione obiettivo, ogni parametro raggiunge il suo valore di regime in istanti diversi. Entro 200-500 [s] tutti i parametri del modello si avvicinano al loro valore finale usato nel modello semplificato della MT.
Occorre considerare che, con il modello del secondo ordine adottato, le dinamiche del sistema che non sono state considerate possono originare errori di under/over fitting. Quindi per ovviare il più possibile a questo problema, l'algoritmo aggiorna continuamente i parametri $\hat{\alpha}_0$ e $\hat{\beta}_0$ e il reale valore sarà la media di quelli ottenuti. I parametri ottenuti da questa simulazione (e dalle altre simulazioni svolte partendo da condizioni iniziali differenti in modo da testare la robustezza del metodo) sono rappresentati nella tabella riportata di seguito.

Caso di simulazione	**Condizione iniziale**			**Valore stimato**		
	$\hat{\alpha}_1(0)$	$\hat{\alpha}_0(0)$	$\hat{\beta}_0(0)$	$\hat{\alpha}_1$	$\hat{\alpha}_0$	$\hat{\beta}_0$
I	0	0	0	122.3	22	22.25
II	183.6	8.8	33.38	122	22	22.24
III	134.64	24.2	24.48	122	22	22.26
IV	97.92	33	11.13	122	22	22.26
V	61.2	17.6	40.05	122	22	22.26

Per convalidare il modello semplificato in base a questa perturbazione, si eccitano questo modello e quello dettagliato con una potenza di 10 [kW] di ampiezza. In Figura 161 si nota come la risposta del modello semplificato sia molto vicina a quella del modello reale.

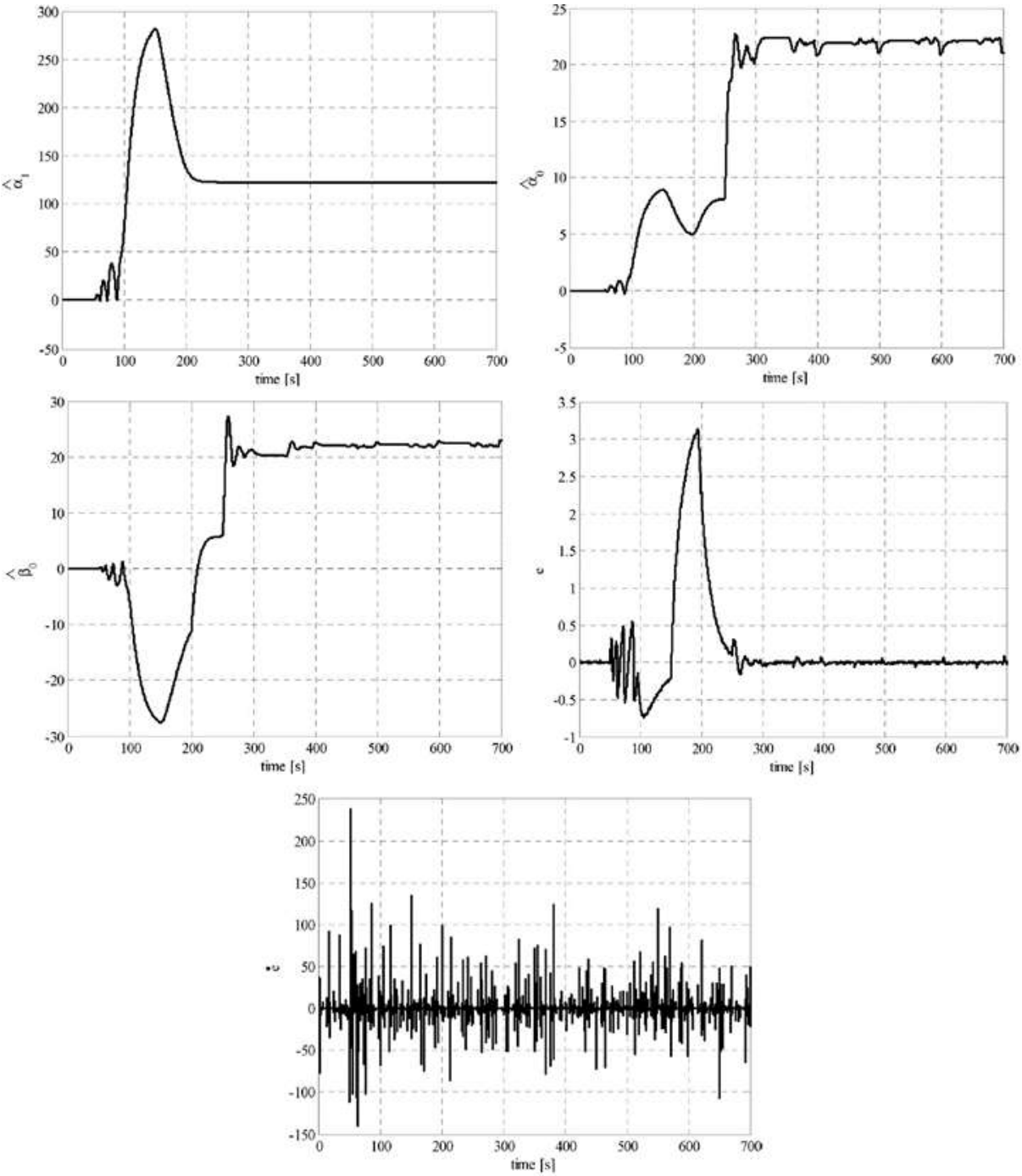


Figura 160. Comportamento nel dominio del tempo dei parametri sconosciuti del modello e i relativi errori di fitting.

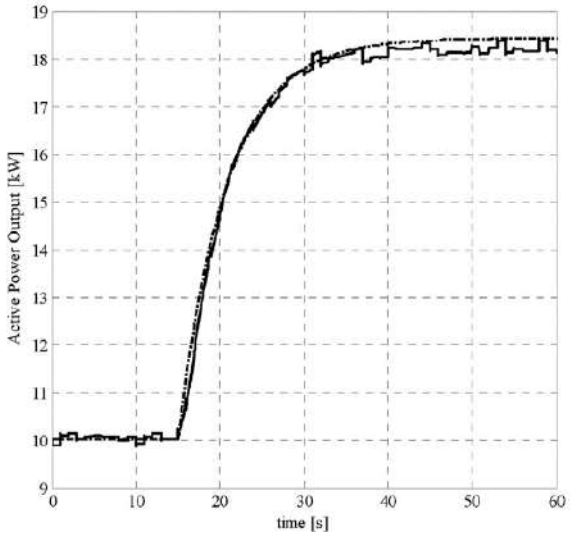


Figura 161. Confronto tra gli output delle simulazioni svolte dal modello con parametri stimati (linea tratteggiata) e modello di benchmark (linea continua)

9.5.1.1 TEST SULLA MICROTURBINA CAPSTONE C30 DEL PRINCE LAB

Diversi test sperimentali sono stati condotti sulla microturbina Capstone C30 inserita nella MG del PrInCE Lab. Per poter sviluppare un modello di secondo ordine in grado di rivelare transitori elettromeccanici (da pochi secondi a decine di secondi) è stata fissata la frequenza di campionamento dello SCADA a 0,5 [s] come suggerito dal teorema di Shannon. I tre parametri sconosciuti del modello di ordine semplificato sono stati identificati eseguendo una prima prova in cui il sistema è stato eccitato da un treno di impulsi con 10 kW di ampiezza.

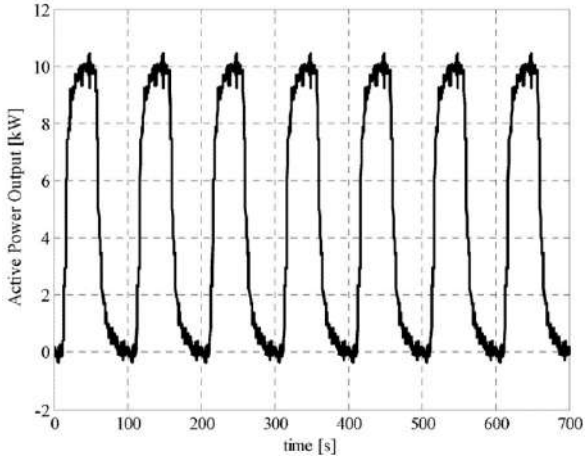


Figura 162. Potenza misurata in uscita dalla microturbina Capstone C30.

La Figura 162 mostra la potenza attiva corrispondente della microturbina. Si noti che, per riprodurre condizioni operative maggiormente aderenti alla realtà, il set point di potenza attiva viene modificato prima della stabilizzazione del sistema. Infatti, nel normale funzionamento, i set-point vengono cambiati in base

alle esigenze della microgrid e quindi possono variare così frequentemente da non consentire alla microturbina di raggiungere lo stato stazionario. L'algoritmo di identificazione parte imponendo tutti i parametri azzerati e adottando i seguenti pesi e fattori:

$$q_1 = 1; \quad q_2 = 1; \quad k_{\hat{\alpha}_1} = -10; \quad k_{\hat{\alpha}_0} = -100; \quad k_{\hat{\beta}_0} = -100.$$

Il comportamento nel dominio del tempo dei parametri non noti e degli errori di fitting è mostrato il Figura 164. Come nel caso studio spiegato precedentemente, tali parametri raggiungono il loro valore di regime entro 200-400 [s]. Per tale modello, si sono ottenuti i parametri riportati nella tabella successiva.

Parametro	**Valore stimato**
$\hat{\alpha}_1$	19.2
$\hat{\alpha}_0$	127.9
$\hat{\beta}_0$	18.7
Equazione differenziale del transitorio elettromeccanico	
$\ddot{\hat{P}}(t) + 127.9\dot{\hat{P}}(t) + 19.2\hat{P}(t) = 18.7P_{set}(t)$	

Si noti che i valori ottenuti sono molto simili a quelli ricavati dalle simulazioni numeriche. Questo conferma l'applicabilità del metodo. Nel dominio di Laplace, il modello di ordine ridotto (del secondo ordine) può essere rappresentato come segue. [89]

$$\rightarrow \boxed{\frac{18.7}{s^2 + 127.9s + 19.2}} \rightarrow$$

Infine, in Figura 163 è mostrato il confronto della potenza attiva in uscita dalla microturbina Capstone C30 con quella ottenuta usando i parametri stimati applicati al modello semplificato del secondo ordine.

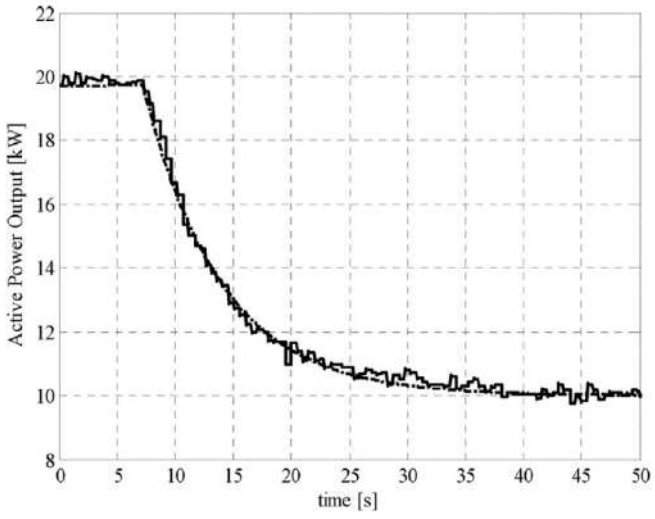


Figura 163. Confronto tra gli output del modello del secondo ordine identificato (linea tratteggiata) e output della MT (linea continua).

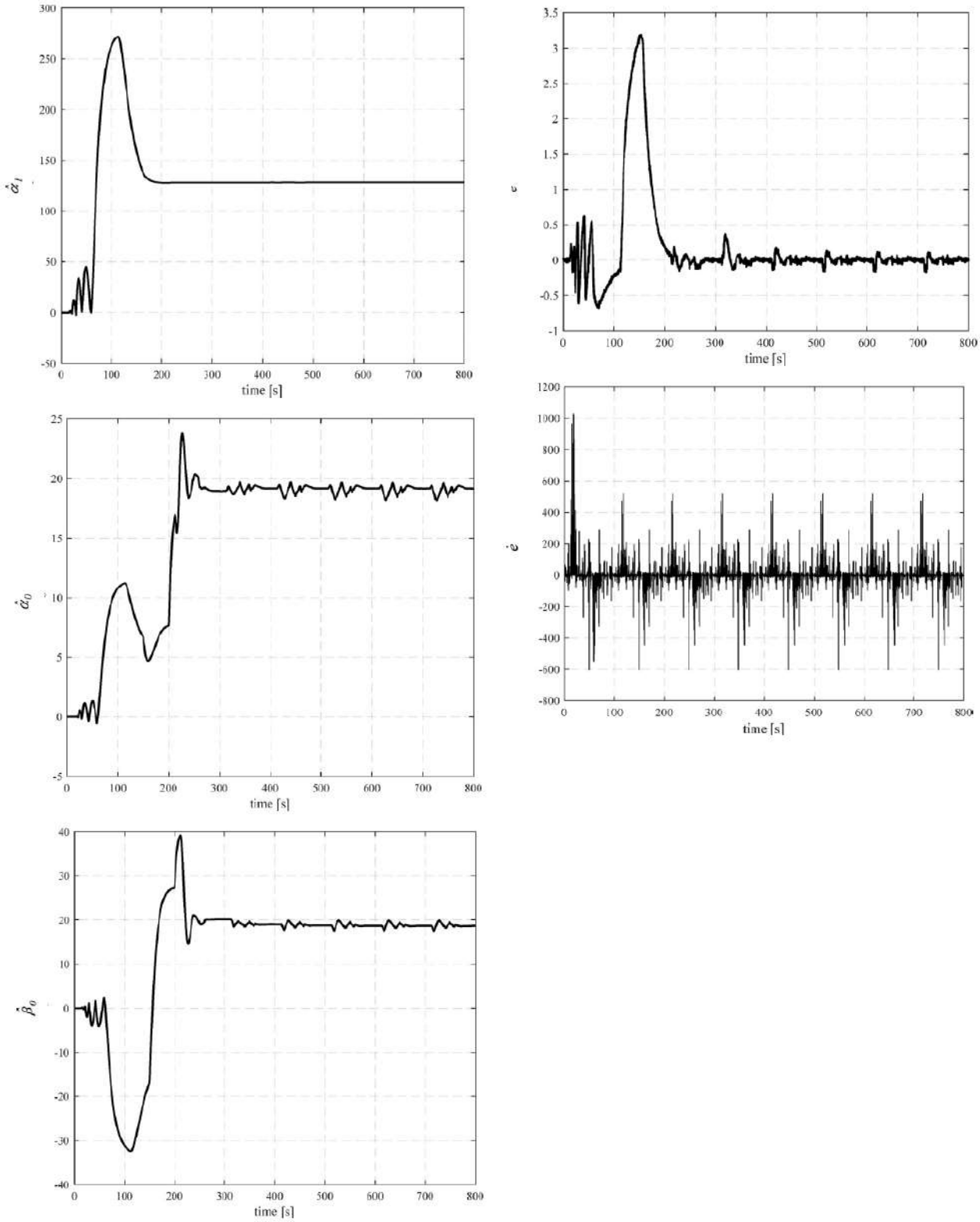


Figura 164. Comportamento dinamico dei parametri sconosciuti e degli errori di fitting.

9.5.2 ALTRI DISPOSITIVI DI RETE

Analogamente alla microturbina, i modelli di basso ordine relativi agli altri dispositivi presenti nella rete si ottengono con la stessa strategia. Di seguito sono riportate le funzioni di trasferimento nel dominio di Laplace relative a tali dispositivi. Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla lettura degli articoli [90-92].

- **ELETTROLIZZATORE**

$$\frac{32{,}68s + 2{,}052e(+03)}{s^2 + 62{,}093s + 2{,}0516e(+03)}$$

- **BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (BESS) Na-Ni**

$$\frac{4{,}4}{s^2 + 8{,}8s + 4{,}3}$$

- **COMBINATE HEAT AND POWER (CHP)**

$$\frac{501{,}7}{s^2 + 40{,}5s + 499{,}8}$$

CAPITOLO 10. SIMULAZIONI IN CLOUD

Usare MATLAB e Simulink nel Cloud consente alla comunità ingegneristica e scientifica di velocizzare i processi produttivi fornendo accesso in modalità on-demand a risorse di calcolo ottimizzate, a strumenti software e a spazi di archiviazione dati affidabili. In questo caso il servizio Cloud utilizzato è aws s3 di Amazon. Su questo servizio è possibile scegliere tre diverse architetture di lavoro:

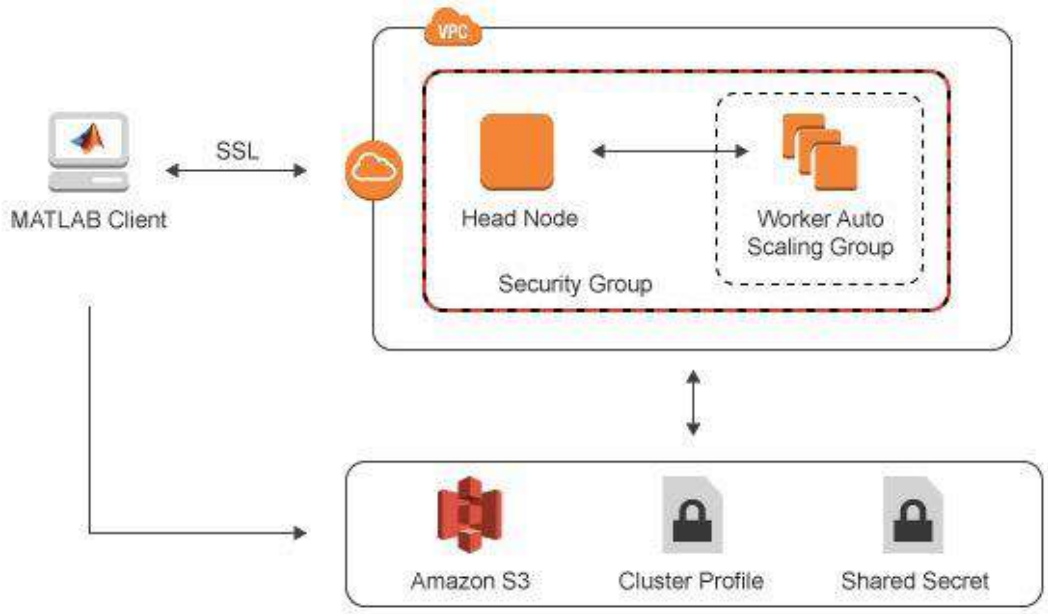


Figura 165. Connessione MATLAB/Simulink da desktop locale a head node in cloud

Nella configurazione in Figura 165, è possibile avviare MATLAB/Simulink direttamente dal proprio computer ed eseguire le simulazioni in ambiente cloud. La macchina locale darà origine a una "head node", che, in una configurazione di macchina virtuale, assume il ruolo di nodo centrale o server responsabile della gestione e coordinazione delle attività degli altri nodi all'interno dell'infrastruttura virtualizzata. Questo nodo principale si occupa di compiti cruciali come la pianificazione delle attività, l'allocazione delle risorse e la gestione generale del sistema.
Tuttavia, è importante notare che questa architettura presenta alcuni punti critici:

- In assenza di connessione internet, le simulazioni si interrompono immediatamente.
- Richiede una maggiore elaborazione sia da parte del proprio computer locale che da parte dell'infrastruttura cloud.

Pertanto, è essenziale considerare attentamente questi aspetti prima di adottare questa soluzione, tenendo presente la dipendenza dalla connettività Internet e l'onere aggiuntivo di lavoro sul proprio computer e sulla piattaforma cloud.

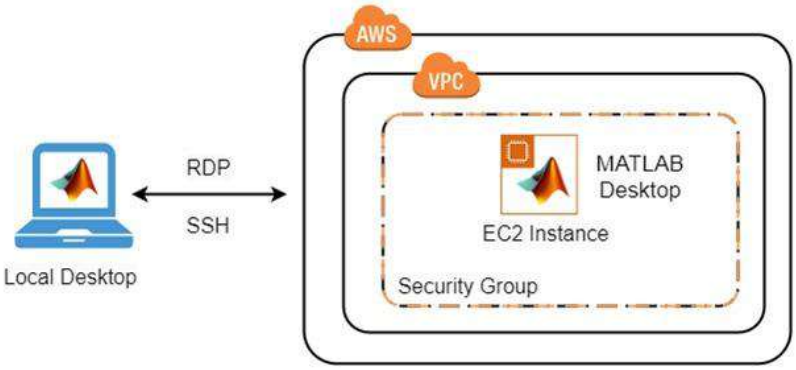


Figura 166. Seconda configurazione: connessione da desktop locale a macchina virtuale sul Cloud

Nella configurazione in Figura 166, è possibile connettersi dal proprio computer a una macchina virtuale creata nel cloud, sulla quale è installato MATLAB/Simulink. Questa impostazione offre la possibilità di lavorare in modo sicuro, eliminando la dipendenza dalla connessione a Internet. Ciò consente di accedere in qualsiasi momento della giornata per monitorare l'avanzamento del lavoro dedicato. Nel contesto delle simulazioni in parallelo però presenta una criticità:

- Non è possibile effettuare più di 50 simulazioni contemporaneamente perché il software potrebbe crashare e la macchina non risponde più

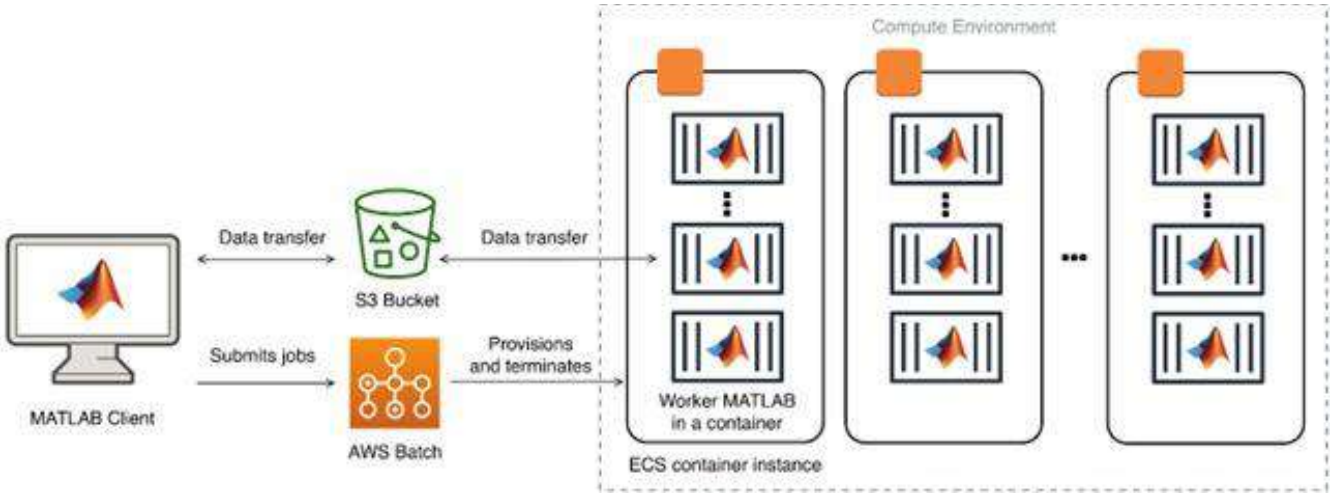


Figura 167. terza configurazione: connessione MATLAB/Simulink con worker in parallelo del Cloud

La configurazione illustrata nella Figura 167 fa uso del computer locale per stabilire una connessione con il Cloud. In questa situazione, vengono impiegate diverse macchine virtuali in modo simultaneo per eseguire le simulazioni. Tuttavia, è importante sottolineare alcune criticità associate a questa configurazione:

- **Interruzione delle Simulazioni in assenza di connessione Internet:** Nel caso in cui la connessione a Internet venga persa, le simulazioni vengono interrotte istantaneamente, compromettendo la continuità del lavoro.

- **Disconnessione del Computer locale dopo due ore di attività:** Si è riscontrato che, dopo due ore di attività, il computer locale tende a disconnettersi dalla connessione con il cloud. Questo potrebbe influire sulla stabilità e sulla fluidità del processo di esecuzione delle simulazioni.

Queste sfide possono limitare l'efficienza e la praticità di questa configurazione, rendendo necessario considerare attentamente la gestione della connettività e la durata di attività del computer locale per garantire un ambiente di lavoro più stabile e affidabile.
In questo lavoro si è reso necessario l'utilizzo del Cloud combinato con MATLAB/Simulink per effettuare diverse simulazioni in parallelo per determinare la regione di stabilità dinamica della microrete presente nel laboratorio PrInCE del Politecnico di Bari. In Figura 168 è riportato il modello Simulink dell'intera microrete.

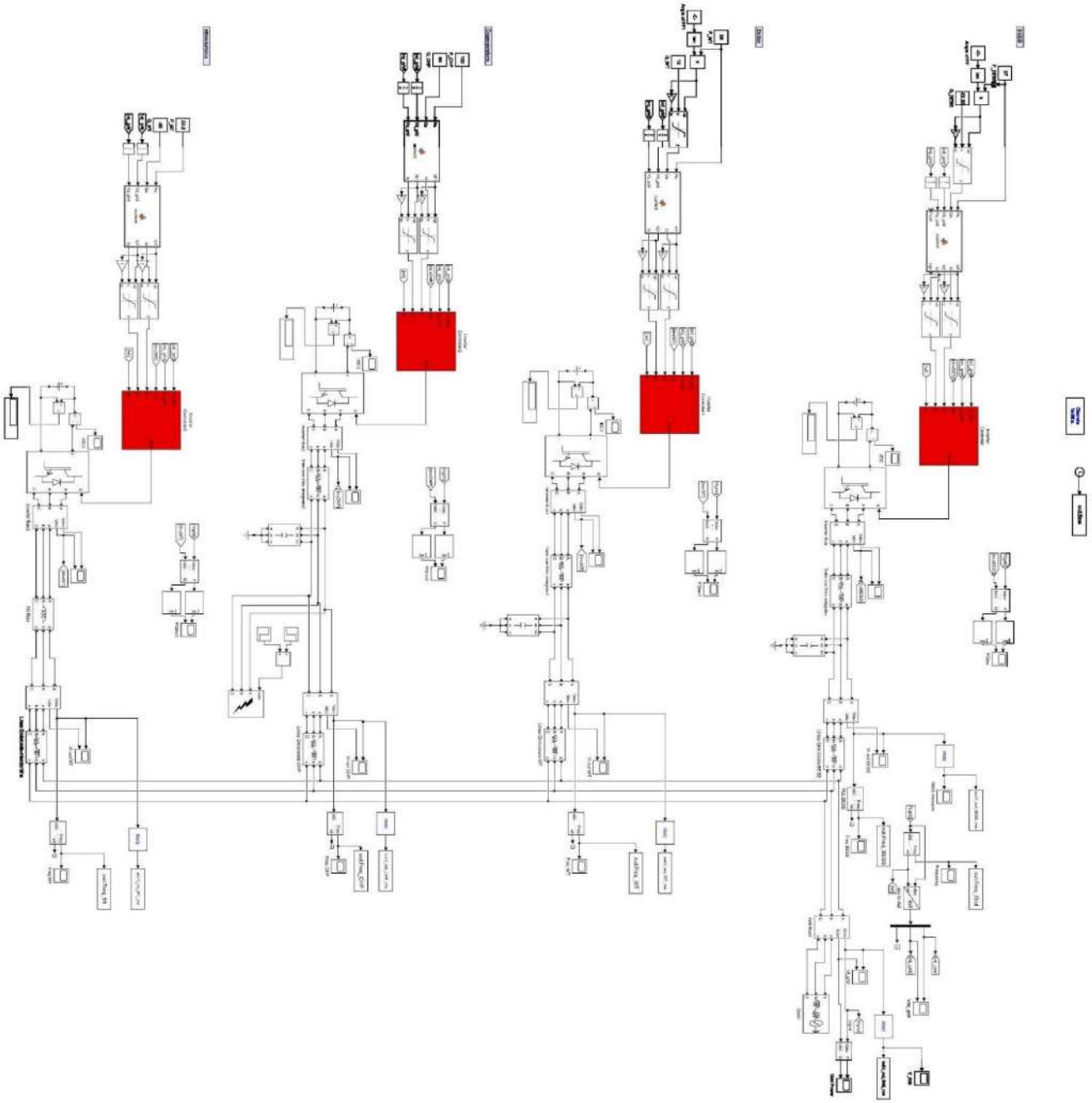


Figura 168. Modello Simulink Microrete

Di seguito sono riportati nel dettaglio i singoli componenti connessi alla microrete:

- In Figura 169 è riportato il modello nel dettaglio del BESS

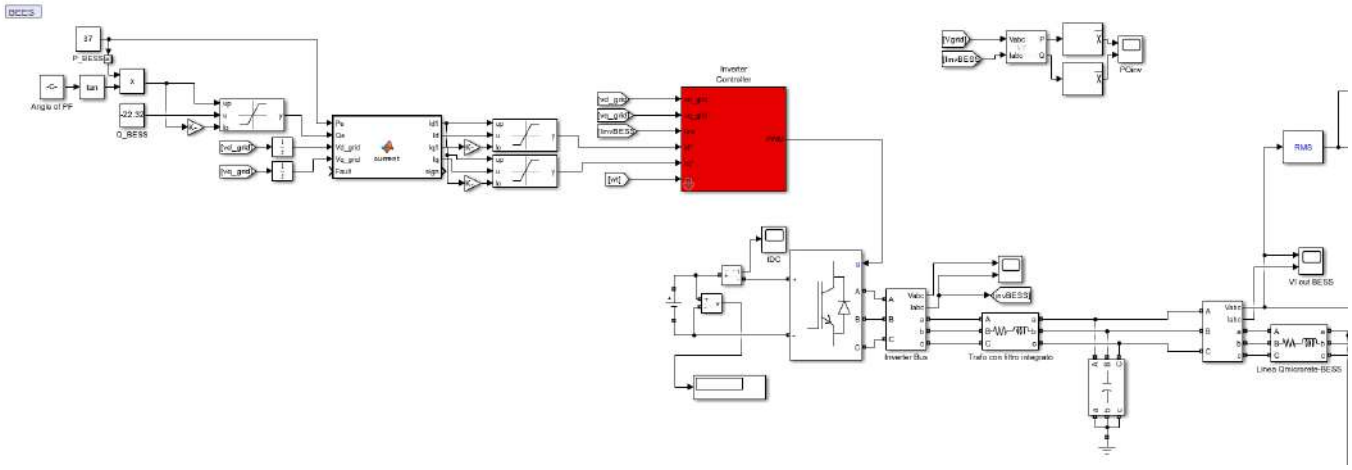


Figura 169. Modello Simulink BESS

- In Figura 170 è il modello nel dettaglio dell'eolico

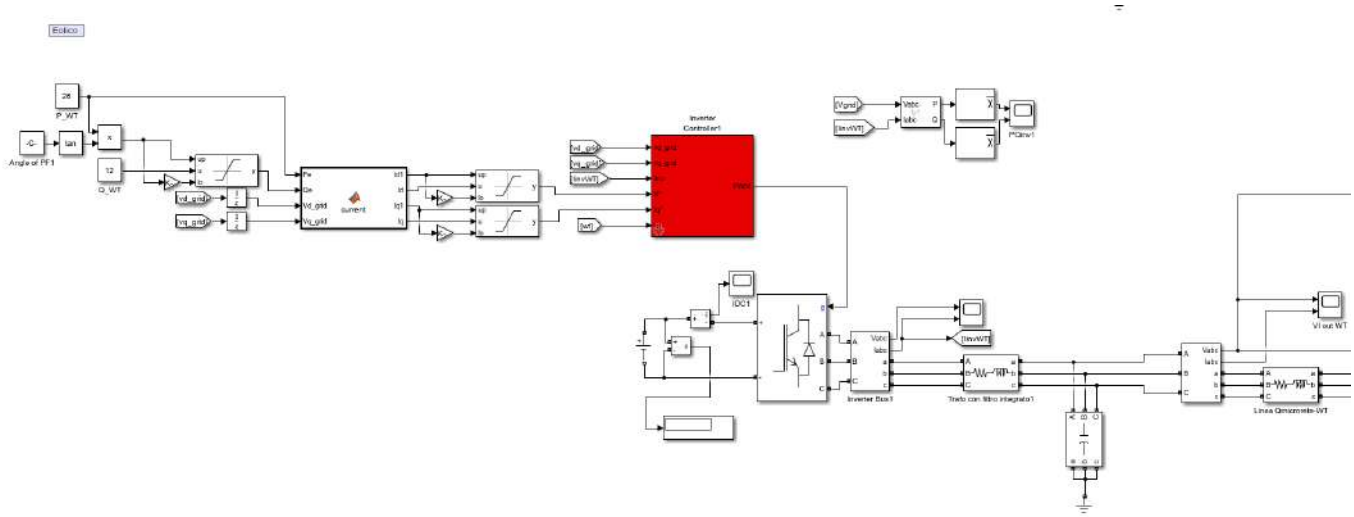


Figura 170. Modello Simulink Eolico

- In Figura 171 è il modello nel dettaglio del cogeneratore

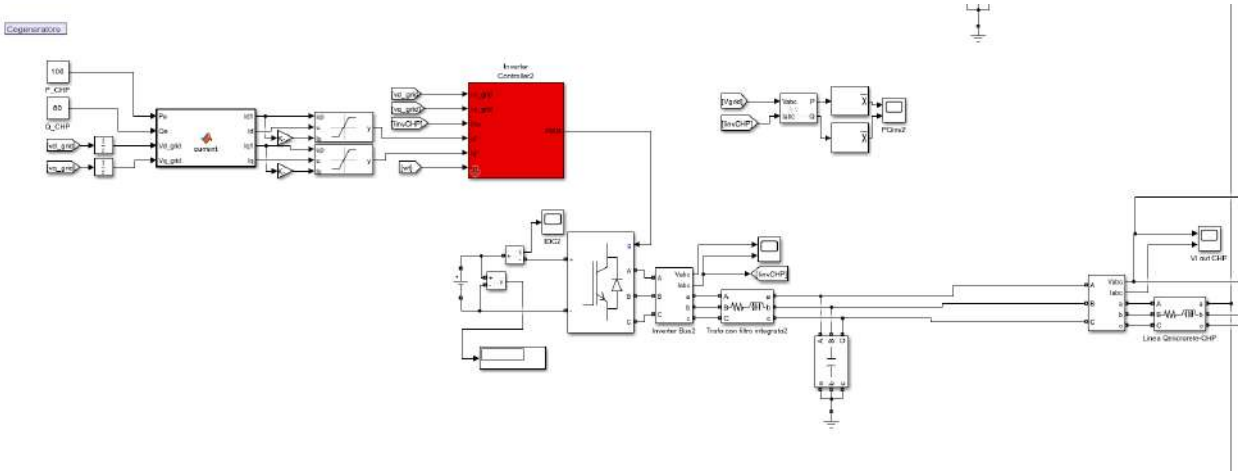


Figura 171. Modello Simulink Cogeneratore

- In Figura 171 è il modello nel dettaglio della microturbina

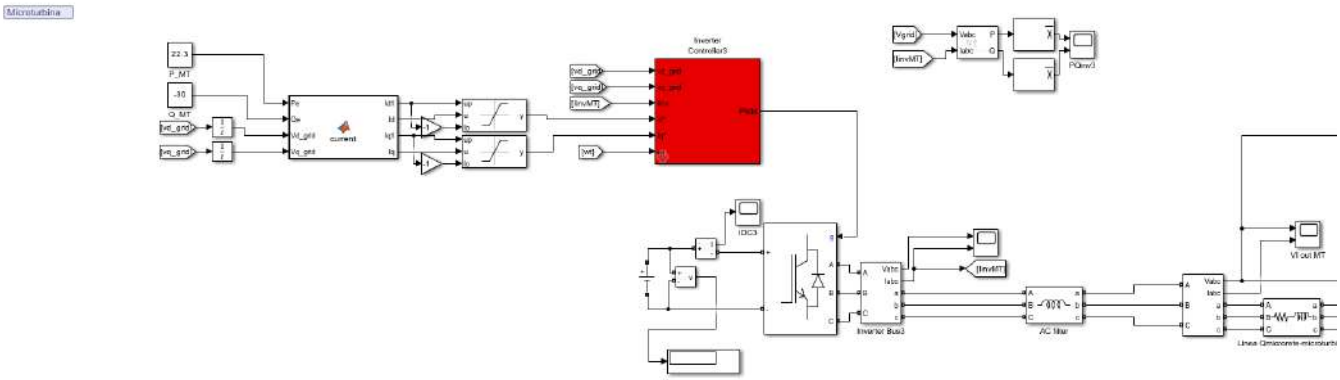


Figura 172. Modello Simulink Microturbina

L'obiettivo primario è condurre una serie di test che coinvolgono guasti sia sulle macchine che sulla rete, al fine di identificare punti di funzionamento che possono essere categorizzati come stabili o instabili. Nell'analisi della stabilità dinamica, è cruciale esaminare attentamente sia le condizioni pre-guasto che quelle post-guasto. Questa comprensione approfondita è necessaria poiché, nel corso di queste simulazioni, potrebbero attivarsi protezioni di sicurezza, le quali, se intervenute, potrebbero causare la perdita della rete. L'importanza di esaminare le fasi pre e post-guasto deriva dal fatto che le dinamiche del sistema possono variare significativamente in risposta agli eventi di guasto. La valutazione delle condizioni pre-guasto offre una prospettiva sulla robustezza del sistema prima che si verifichi il guasto, mentre l'analisi post-guasto tiene conto delle azioni di protezione scattate e degli effetti sull'integrità e sulla continuità della rete. Questo approccio garantisce una comprensione approfondita del comportamento del sistema, consentendo la progettazione e l'implementazione di misure preventive e correttive mirate per ottimizzare l'affidabilità.

CAPITOLO 11. CONCLUSIONI

Il metodo di SSA proposto consente di studiare il comportamento di una Smart MicroGrid in modalità offline tramite analisi probabilistica, fornendo in uscita una rappresentazione della regione di punti di funzionamento in cui la rete opera in modo sicuro, nell'iperspazio limitato dalla capacità delle singole sbarre della rete. Aggiungendo un margine di sicurezza maggiore alle frontiere trovate con il metodo dell'ellissoide a minimo volume, qualora l'analisi di rete non soddisfi tale requisito, si trova un nuovo punto di funzionamento di rete stabile, maggiormente sicuro e che modifichi l'assetto di rete il meno possibile. L'approccio è stato poi testato sul modello della microrete del laboratorio PrInCE del Politecnico di Bari. Il metodo di DSA proposto permette, tramite la definizione dei modelli costruiti in ambiente Matlab-Simulink dell'intera microrete, di studiare il comportamento del sistema quando è connesso alla rete di distribuzione. In definitiva, ponendo dei set point alle varie macchine e valutando dei guasti posizionati in vari punti della rete, si definisce la stabilità della microrete tramite l'analisi dell'evoluzione del sistema, ovvero la sua risposta nei primi istanti dopo l'insorgenza del guasto in termini di variazioni di tensione e frequenza. L'utilizzo delle simulazioni ha il fine ultimo di sapere preventivamente quali condizioni operative portano il sistema al limite della stabilità, permettendo di capire come ampliare la rete e coordinare le varie protezioni.

BIBLIOGRAFIA

[1] Shakerighadi B., Peyghami S., Ebrahimzadeh E., Blaabjerg F., Leth Back C. "A New Guideline for Security Assessment of Power Systems with a High Penetration of Wind Turbines". Applied Scences, 2020

[2] Gholami M, Sanjari MJ, Safari M, Akbari M, Kamali MR. "Static security assessment of power systems: A review". Int Trans Electr Energ Syst. 2020

[3] Teeparthi, K., Vinod Kumar, D.M. Power System Security Assessment and Enhancement: A Bibliographical Survey. J. Inst. Eng. India Ser. B 101, 163–176, 2020

[4] P. Kundur et al. "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004,

[5] T. E. Dy Liacco, "The Adaptive Reliability Control System". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, no. 5, pp. 517-531, May 1967

[6] J. McCalley et al. "Probabilistic security assessment for power system operations". IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004

[7] M. Marsadek, A. Mohamed, M. Nizam and Z. M. Norpiah. "Risk based static security assessment in a practical interconnected power system". 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference, Johor Bahru, Malaysia, 2008

[8] R. Schainker, P. Miller, W. Dubbelday, P. Hirsch and Guorui Zhang. "Real-time dynamic security assessment: fast simulation and modeling applied to emergency outage security of the electric grid". IEEE Power and Energy Magazine, vol. 4, no. 2, pp. 51-58, March-April 2006

[9] J. L. Carpentier. "Optimal Power Flows: Uses, Methods and Developments". IFAC Proceedings Volumes,Volume 18, Issue 7,1985

[10] B. Stott and O. Alsac. "Fast Decoupled Load Flow". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859-869, May 1974

[11] Hiskens IA, Davy RJ. "Exploring the power flow solution space boundary". IEEE Trans Power Syst. 2001

[12] Makarov YV, Du P, Lu S, et al. "PMU-based wide-area security assessment: concept, method, and implementation". IEEE Trans Smart Grid. 2012

[13] Y. V. Makarov, P. Du, S. Lu, T. B. Nguyen, and X. Guo. "Wide area power system security region". Pacific Northwest National Laboratory,Richland, WA, PNNL-19063, 2009

[14] Chen D, Jiang H, Li Y, Xu D. "A two-layered parallel static security assessment for large-scale grids based on GPU". IEEE Trans Smart Grid. 2016

[15] Li Z, Wu W. "Phasor measurements-aided decision trees for power system security assessment", Proceedings of the 2009 Second International Conference on Information and Computing Science, 2009

[16] He M, Zhang J, Vittal V. "A data mining framework for online dynamic security assessment: decision trees, boosting, and complexity analysis". Proceedings of the 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012

[17] Diao R, Vittal V, Logic N. "Design of a real-time security assessment tool for situational awareness enhancement in modern power systems". IEEE Trans Power Syst. 2010

[18] Diao R, Sun K, Vittal V, et al. "Decision tree-based online voltage security assessment using PMU measurements". IEEE Trans Power Syst. 2009

[19] Genc I, Diao R, Vittal V, Kolluri S, Mandal S. "Decision tree-based preventive and corrective control applications for dynamic security enhancement in power systems". IEEE Trans Power Syst. 2010

[20] Zhukov A, Tomin N, Kurbatsky V, Sidorov D, Panasetsky D, Foley A. "Ensemble methods of classification for power systems security assessment". Appl Comput Inform. 2019

[21] Gholami M, Gharehpetian G, Mohammadi M. "Online decision tree based strategy for power system static security margin improvement using wind farms". Int J Electr Power Energy Syst. 2016

[22] Saeh I, Mustafa M, Mohammed Y, Almaktar M. "Static security classification and evaluation classifier design in electric power grid with presence of PV power plants using C-4.5". Renew Sustain Energy Rev. 2016

[23] J. Ma, Y. V. Makarov, R. Diao, P. V. Etingov, J. E. Dagle and E. De Tuglie, "The Characteristic Ellipsoid Methodology and its Application in Power Systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 2206-2214. Nov. 2012

[24] Chauhan S, Dave M. "ANN for transmission system static security assessment". Int J Electr Power Energy Syst. 2002

[25] Xu Y, Dong ZY, Zhao JH, Zhang P, Wong KP. "A reliable intelligent system for real-time dynamic security assessment of power systems". IEEE Trans Power Syst. 2012

[26] Javan DS, Mashhadi HR, Rouhani M. "A fast static security assessment method based on radial basis function neural networks using enhanced clustering". Int J Electr Power Energy Syst. 2013

[27] Varshney S, Srivastava L, Pandit M. "ANN based integrated security assessment of power system using parallel computing". Int J Electr Power Energy Syst. 2012;

[28] Hashemi S, Aghamohammadi MR. "Wavelet based feature extraction of voltage profile for online voltage stability assessment using RBF neural network". Int J Electr Power Energy Syst. 2013;

[29] Arya L, Titare L, Kothari D. "Probabilistic assessment and preventive control of voltage security margins using artificial neural network". Int J Electr Power Energy Syst. 2007

[30] El-Sharkawi M, Atteri R. "Static security assessment of power system using Kohonen neural network". [1993] Proceedings of the Second International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems, 1992

[31] Niebur D, Germond AJ. "Power system static security assessment using the Kohonen neural network classifier". IEEE Trans Power Syst. 1992

[32] Jmii H, Meddeb A, Abbes M, Chebbi S. "An Intelligent Combination Method for Static Security Assessment", Proceedings of the 2019 International Conference on Advanced Systems and Emergent Technologies (IC_ASET), 2019

[33] Cortes C, Vapnik V. "Support-Vector Networks". Mach Learn. 1995

[34] Mohammadi M, Gharehpetian G. "Power system on-line static security assessment by using multi-class support vector machines". J Appl Sci. 2008

[35] Kalyani S, Swarup K. "Static security assessment in power systems using multi-class SVM with parameter selection methods". Int J Comput Theory Eng. 2013

[36] Rastgoufard S, Charalampidis D. "Tuned support vector regression by modified particle swarm optimization for online power system static security evaluation". Proceedings of the 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), 2018

[37] Kalyani S, Swarup KS. "Classifier design for static security assessment using particle swarm optimization". Appl Soft Comput. 2011

[38] Kalyani S, Swarup KS. "Particle swarm optimization based K-means clustering approach for security assessment in power systems". Expert Syst Appl. 2011

[39] Arroyo JM, Fernández FJ. "Application of a genetic algorithm to nK power system security assessment". Int J Electr Power Energy Syst. 2013

[40] Li Y, Li Y, Sun Y. "Online static security assessment of power systems based on LASSO algorithm". Appl Sci. 2018

[41] M. Farrokhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 13-29. Jan. 2020

[42] A. Cagnano, E. De Tuglie, P. Mancarella. "Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation". Applied Energy, Volume 258. 2020

[43] X. Tang, W. Deng, Z. Qi, "Investigation of the Dynamic Stability of Microgrid", IEEE Transaction on Power System, vol.29, march 2014;

[44] P. Kundur "Power System Stability and Control", MacGraw-Hill, Inc., 1993;

[45] F. Ketiraei, M.R. Iravani, P.W. Lehn, "Small-signal dynamic model of a micro-grid including conventional and electronically interfaced distributed resources", IET Gener. Transm. Distrib., 2007, pp. 369-378, 2007;

[46] C.L. Moreira, J.A. Pecas Lopes, "Microgrids Dynamic Security Assessment" International Conference on Clean Electrical Power, July 2017;

[47] Y. Zhang, L. Xie, "Online Dynamic Security Assessment of Microgrid Interconnections in Smart Distribution Systems", IEEE Transactions on Power System, vol.30, no. 6 november 2015;

[48] S. Na, L. Xumin and G. Yong. "Research on k-means Clustering Algorithm: An Improved k-means Clustering Algorithm". 2010 Third International Symposium on Intelligent Information Technology and Security Informatics, Jian, China. 2010

[49] Cagnano, A., et al. "PrInCE Lab experimental microgrid Planning and operation issues." 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). IEEE. 2015

[50] B. Aluisio, A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Dicorato, G. Forte and M. Trovato. "PrInCE lab microgrid: Early experimental results". 2016 AEIT International Annual Conference (AEIT), Capri, Italy. 2016

[51] N.Kroutikova, C.A. Hernandez-Aramburo, T.C. Green, "State-Space Model of Grid-Connected Inverters under Current Control Mode", IET Electric Power Application 1.3 (2007): 329-338;

[52] Md I. Haq, J.T. Humayra, S. Tanzil, A.H. Hanan, M. Rahman, "Control and Simulation of a Three-Phase Inverter", Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, IEEE 2021;

[53] Kumar, Piyush, and E. Alper Yildirim. "Minimum-volume enclosing ellipsoids and core sets". Journal of Optimization Theory and applications 126.1. 2005 (Khachiyan);

[54] ITALIANO, Comitato Elettrotecnico. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica. CEI 0-21, 2022;

[55] M.H.J. Bollen, "Understanding Power Quality Problems, Voltage Sag and Interruption", IEEE Power Engineering Society, 2000;

[56] Giblin, P. (2001). "Computational geometry: algorithms and applications (2nd edn.), by M. de Berg, M. van Kreveld, M. Overmars and O. Schwarzkopf." 2000. ISBN 3 540 65620 0 (Springer-Verlag). The Mathematical Gazette, 85(502), 175-176;

[57] C. Bradford Barber, David P. Dobkin, and Hannu Huhdanpaa. 1996. "The quickhull algorithm for convex hulls". ACM Trans. Math. Softw. 22, 4 (1996): 469–483.

[58] Greenfield, J. S. (1990). A proof for a quickhull algorithm.

[59] C.H. Yang, C.C. Lee, C.H. Chen, System identification and performance improvement to a micro gas turbine applying biogas, World Acad. Sci. Eng.Technol. 3 (10) (2009).

[60] H. Asgari, X. Chen, R. Sainudiin, Considerations in modelling and control of gas turbines—a review, in: 2nd International Conference on Control, Instrumentation and Automation (ICCIA), IEEE, December 2011, 2011, pp.84–89.

[61] H. Asgari, X. Chen, R. Sainudiin, Modelling and simulation of gas turbines, Int.J. Model. Identif. Control 20 (3) (2013) 253–270.

[62] H. Asgari, M. Venturini, X. Chen, R. Sainudiin, Modeling and simulation of the transient behavior of an industrial power plant gas turbine, J. Eng. Gas Turbines Power 136 (June (6)) (2014).

[63] M.S. Ismail, M. Moghavvemi, T.M.I. Mahlia, Current utilization of microturbines as a part of a hybrid system in distributed generation technology, Renew. Sustain. Energy Rev. 21 (2013) 142–152.

[64] Y. Zhu, K. Tomsovic, Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells, Electr. Power Syst. Res. 62 (May(1)) (2002) 1–11.

[65] D.N. Gaonkar, R.N. Patel, Modeling and simulation of microturbine based distributed generation system, in: Power India Conference, 2006 IEEE, April,2006.

[66] X. Xu, H. Jia, H.D. Chiang, D.C. Yu, D. Wang, Dynamic modeling and interaction of hybrid natural gas and electricity supply system in microgrid, IEEE Trans.Power Syst. 30 (May (3)) (2015) 1212–1221.

[67] X. Xu, K. Li, H. Jia, X. Yu, J. Deng, Y. Mu, Data-driven dynamic modeling of coupled thermal and electric outputs of microturbines, IEEE Trans. Smart Grid(July) (2016).

[68] S. Bahrami, A. Ghaffari, S.H. Sadati, M. Thern, Identifying a simplified model for heavy duty gas turbine, J. Mech. Sci. Technol. 28 (June (6)) (2014) 2399–2408.

[69] M. Rahnama, H. Ghorbani, A. Montazeri, Nonlinear identification of a gas turbine system in transient operation mode using neural network, in: 20124th Conference on Thermal Power Plants (CTPP), IEEE, December, 2012, pp.1–6.

[70] X. Xu, K. Li, F. Qi, H. Jia, J. Deng, Identification of microturbine model for long-term dynamic analysis of distribution networks, Appl. Energy 192 (April)(2017) 305–314.

[71] F. Jurado, Non-linear modeling of micro-turbines using NARX structures on the distribution feeder, Energy Convers. Manage. 46 (February (3)) (2005)385–401.

[72] F. Jurado, Modelling micro-turbines using Hammerstein models, Int. J. Energy Res. 29 (February (9)) (2005) 841–855.

[73] A. Mohamed, M. Nizam, A.A. Salam, Performance evaluation of fuel cell and microturbine as distributed generators in a microgrid, Eur. J. Sci. Res. 30 (4)(2009) 554–570.

[74] A.K. Saha, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P.A. Crossley, Modeling and performance analysis of a microturbine as a distributed energy resource, IEEE Trans. Energy Convers. 24 (June (2)) (2009) 529–538.

[75] E. Mohammadi, M. Montazeri-Gh, A new approach to the gray-box identification of Wiener models with the application of gas turbine engine modeling, J. Eng. Gas Turbines Power 137 (July (7)) (2015).

[76] F. Juradoand, J. Carpio, Modeling microturbines on the distribution system using NARX structures, in: Power Engineering Society General Meeting, 2004.IEEE, IEEE, June, 2004, pp. 1504–1509.

[77] H. Asgari, X. Chen, M.B. Menhaj, R. Sainudiin, Artificial neural network–based system identification for a single-shaft gas turbine, J. Eng. Gas Turbines Power135 (July (9)) (2013).

[78] X. Dai, T. Breikin, H. Wang, An algorithm for identification of reduced-order dynamic models of gas turbines, IEEE, August, in: First International Conference on Innovative Computing, Information and Control, 2006.ICICIC'06, vol. 1, 2006, pp. 134–137.

[79] P.N. Papadopoulos, T.A. Papadopoulos, P. Crolla, A.J. Roscoe, G.K. Papagiannis,G.M. Burt, Black-box dynamic equivalent model for microgrids using measurement data, IET Gener. Transm. Distrib. 8 (May (5)) (2014) 851–861.

[80] P.N. Papadopoulos, T.A. Papadopoulos, P. Crolla, A.J. Roscoe, G.K. Papagiannis,G.M. Burt, Measurement-based analysis of the dynamic performance of microgrids using system identification techniques, IET Gener. Transm. Distrib.9 (January (1)) (2015) 90–103.

[81] S.M. Zali, J.V. Milanovic, Dynamic equivalent model of distribution network cell using Prony analysis and nonlinear least square optimization, in: PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, IEEE, June, 2009, pp. 1–6.

[82] A. Khormali, I. Yousefi, H. Yahyaei, S.M. Aliyari, Identification of an industrial gas turbine based on Rowen's model and using multi-objective optimization method, in: 2015 3rd RSI International Conference on Robotics and Mechatronics (ICROM), October, 2015, pp. 482–487.

[83] T.A. Papadopoulos, G.A. Barzegkar-Ntovom, V.C. Nikolaidis, P.N. Papadopoulos, G.M. Burt, Online parameter identification and generic modeling derivation of a dynamic load model in distribution grids, in: PowerTech, 2017 IEEE Manchester, IEEE, June, 2017, pp. 1–6.

[84] E. Polykarpou, E. Kyriakides, Parameter estimation for measurement-based load modeling using the Levenberg–Marquardt algorithm, in: 2016 18thMediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), April, 2016, pp. 1–6.

[85] Y. Zhu, J.V. Milanovi´c, Efficient identification of critical load model parameters affecting power system voltage stability, in: PowerTech, 2017 IEEEManchester, IEEE, June, 2017, pp. 1–6.

[86] P. Eguia, I. Zamora, E. Torres, J.I. San Martin, M. Moya, J.C. Bruno, A. Coronas, Modelling and simulation of a microturbine during transient events, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (2010)23–25.

[87] P. Degobert, S. Kreuawan, X. Guillaud, Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine, in: International Conference on Renewable Energies, France, April, 2006.

[88] Matlab/Simulink User's Guide, The Math Works.

[89] Cagnano, A., & De Tuglie, E. (2018). On-line identification of simplified dynamic models: Simulations and experimental tests on the Capstone C30 microturbine. Electric Power Systems Research, 157, 145-156.

[90] De Tuglie, E., Cassano, A., Conenna, N., Vizziello, G., Ghiani, E., & Palanisamy, K. (2022, June). Identification of a low order dynamic model of electrolysers for microgrids. In 2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-5). IEEE.

[91] Cagnano, A., & De Tuglie, E. (2018). Time domain identification of a simplified model of So–Nick BESS: A methodology validated with field experiments. Electric Power Systems Research, 165, 229-237.

[92] Cagnano, A., De Tuglie, E., Turri, R., Cervi, A., & Vian, A. (2021). Online identification of simplified CHP models. IEEE Transactions on Industry Applications, 57(3), 2236-2244.

[93] Amato, G., De Tuglie, E. E., Martella, A., Montegiglio, P., Rasolomampionona, D., & Pai, H. Y. (2023, June). Static Security Assessment for Smart Microgrids based on unstable working points clustering. In 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-6). IEEE.

[94] Amato, G., De Tuglie, E. E., Montegiglio, P. Geometrical method for a fast practical static stability region evaluation of a Smart MicroGrid [in fase di revisione]

[95] Amato, G., De Tuglie, E. E., Montegiglio, P., Poliseno, A., Savastio, L. P. Comparison between Static Security Assessment for Smart Microgrids: MVEE vs Convex Hull [in fase di revisione]

[96] E. Brescia, P. R. Massenio, M. D. Nardo, G. L. Cascella, C. Gerada and F. Cupertino, "Parameter Estimation of Isotropic PMSMs Based on Multiple Steady-State Measurements Collected During Regular Operations," in IEEE Transactions on Energy Conversion, doi: 10.1109/TEC.2023.3295844.

[97] E. Brescia, M. Palmieri, P. R. Massenio, G. L. Cascella and F. Cupertino, "Cogging Torque Suppression of Modular Permanent Magnet Machines Using a Semi-Analytical Approach and Artificial Intelligence," in IEEE Access, vol. 11, pp. 39405-39417, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3267159.