



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CATANIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA, ELETTRONICA E INFORMATICA
DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA DEI SISTEMI, ENERGETICA,
INFORMATICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

Sebastiano Licciardello

*Studio di soluzioni per il miglioramento della stabilità
d'angolo e di frequenza in sistemi di potenza con
generazione rinnovabile non programmabile*

Tesi di Dottorato

Tutor:

Prof. Ing. Giuseppe Marco Tina

ANNO ACCADEMICO 2018/2021 – XXXIV CICLO

Indice

Indice delle figure.....	V
Indice delle tabelle.....	VII
Indice principali simboli e acronimi.....	VIII
Introduzione.....	1
Capitolo 1 La transizione energetica.....	3
1.1 Introduzione.....	3
1.2 Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.....	5
1.3 La Decarbonizzazione.....	7
1.4 Dismissioni degli impianti termoelettrici e lo sviluppo delle FER.....	9
1.5 Impatti di Gestione del Sistema Elettrico di Potenza.....	11
1.5.1 Caratteristiche tecniche degli impianti:.....	13
1.5.2 Non programmabilità degli impianti:.....	14
1.5.3 Localizzazione degli impianti:.....	14
1.6 Studio della stabilità transitoria tramite Power World Simulator.....	15
1.7 Modello di un sistema di generazione tradizionale in PowerWorld.....	18
1.8 Machine Model.....	20
1.9 Exciter.....	23
1.10 Governor.....	25
1.11 Modellizzazione dei sistemi di generazione FRNP in PowerWorld.....	26
1.11.1 Modellizzazione dei sistemi eolici.....	26
1.12 Modellizzazione del carico elettrico.....	29
Capitolo 2.....	31
2.1 Tecniche convenzionali per il miglioramento della stabilità transitoria in condizioni d'emergenza nei sistemi elettrici di potenza con generazione RES.....	31
2.2 Modello per la stabilità transitoria.....	33
2.3 Controllo della stabilità transitoria in condizioni d'emergenza.....	35

2.4 Stabilità transitoria in PowerWorld	36
Capitolo 3 Miglioramento della stabilità transitoria: caso studio su rete IEEE 9 Bus mediante PowerWorld.....	41
3.1 Descrizione dei metodi di miglioramento della stabilità	44
3.2 Descrizione della rete IEEE 9 bus	45
3.3 Descrizione della rete IEEE 9 bus modificata	49
3.3.1 Analisi della stabilità transitoria della rete IEEE 9 Bus modificata.....	51
3.3.2 Analisi della stabilità transitoria della rete IEEE 9 bus modificata al variare dell'SCR.....	52
3.4 Stabilità di frequenza	56
3.5 Valutazione economica.....	60
Capitolo 4	63
4.1 Miglioramento della stabilità transitoria del sistema IEEE 9 Bus con presenza di generazione FER mediante PowerWorld.....	63
4.2 Descrizione del sistema test.....	65
4.2.1 Analisi sul bus di connessione del generatore Wind.....	66
4.2.2 Analisi sulla potenza di base del generatore Wind	67
4.2.3 Analisi sulla potenza prodotta dal generatore Wind	68
4.3 Simulazione degli scenari	70
4.3.1 Scenario con aggiunta del generatore Wind.....	71
4.3.2 Scenario con sostituzione tramite generatore Wind.....	74
Conclusioni.....	76
Bibliografia.....	79

Indice delle figure

Fig. 1-1 Emissioni di CO2 al 2018.....	3
Fig. 1-2 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050.	4
Fig. 1-3 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050.	6
Fig. 1-4 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050.....	7
Fig. 1-5 Impianti di generazione interessati dal processo di phase-out del carbone 2025.....	9
Fig. 1-6 Capacità termoelettrica installata al 2018.	10
Fig. 1-7 Capacità termoelettrica installata al 2018.	10
Fig. 1-8 Capacità eolica e fotovoltaica installata in Italia al 2019.....	11
Fig. 1-9 Evoluzione del SEP italiano.	12
Fig. 1-10 Il nuovo contesto energetico e gli impatti sulla gestione del SEP.	13
Fig. 1-11 Interfaccia per la creazione del Case in PowerWorld	17
Fig. 1-12 Interfaccia di PowerWorld per la creazione dei componenti della rete elettrica.....	18
Fig. 1-13 Schema a blocchi di un sistema di generazione in ambiente PowerWorld.....	19
Fig. 1-14 Schema di interconnessione dei sotto-modelli del Generator	19
Fig. 1-15 Schema a blocchi del Machine Model: GENCLS.....	20
Fig. 1-16 Schema a blocchi ed equazioni del Machine Model: GENROU	21
Fig. 1-17 Finestra di configurazione del Machine Model: GENROU	22
Fig. 1-18 Schema a blocchi ed equazioni del Machine Model: GENSAL.....	22
Fig. 1-19 Schema di funzionamento di un generico sotto-modello Exciter.	23
Fig. 1-20 Schema a blocchi dell'Exciter: IEET1.	24
Fig. 1-21 Schema a blocchi dell'Exciter: EXST4B.....	24
Fig. 1-22 Schema a blocchi del modello Speed Governor: IEESGO.....	25
Fig. 1-23 Tecnologie di aero-generatori.	27
Fig. 1-24 Combinazione di modelli per la rappresentazione dei sistemi di generazione FRNP.	29
Fig. 1-25 Schema a blocchi del generatore eolico DFIG, in PowerWorld.....	29
Fig. 1-26 Finestra di configurazione del modello di carico: IEEL.	30
Fig. 2-1 Risposta inerziale e modalità di intervento prescritte da ENTSO-E per l'attivazione sequenziale della regolazione primaria, secondaria e terziaria.....	32
Fig. 2-2 Rete modellizzata (IEEE 14 Bus test network modificata [14]).	36
Fig. 2-3 Schema a blocchi governor TGOV3.....	37
Fig. 2-4 Contingenza (A): impatto dell'inerzia del sistema sulla frequenza. I grafici sono stati tagliati nel momento in cui l'errore di frequenza massimo, $\Delta F(\%)$ è inferiore a 0,03.....	38
Fig. 2-5 Grafici di stabilità transitoria dopo la contingenza (A): frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore ed eccitatore; frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore.	39

<i>Fig. 2-6 Grafici di stabilità transitoria dopo la contingenza (B): frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore ed eccitatore; frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore.</i>	40
.....	
<i>Fig. 3-1 Rete IEEE 9 Bus modificata</i>	46
<i>Fig. 3-2 Valori dell'angolo di rotore dei tre generatori, FCT=0.35s</i>	49
<i>Fig. 3-3 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, confronto con rete IEEE 9 bus modificata.</i>	51
<i>Fig. 3-4 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, Case A</i>	54
<i>Fig. 3-5 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, Case B</i>	54
<i>Fig. 3-6 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, Case C</i>	55
<i>Fig. 3-7 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, comparazione dei casi con SVC e STATCOM</i>	56
<i>Fig. 3-8 Transitorio di frequenza a valle del corto circuito trifase</i>	57
<i>Fig. 3-9 Comparazione nadir di frequenza per i casi SVC, STATCOM e Load-Shedding</i>	58
<i>Fig. 3-10 Comparazione frequenza di sistema, casi SVC e Load-Shedding</i>	59
<i>Fig. 3-11 Comparazione frequenza di sistema, casi STATCOM e Load-Shedding</i>	60
<i>Fig. 4-1 IEEE 9 Bus System modificata con il collegamento di un generatore eolico al bus 7</i>	65
<i>Fig. 4-2 Comparazione dei valori dell'angolo di rotore al variare della potenza di base del generatore Wind</i>	68
<i>Fig. 4-3 Comparazione dei valori dell'angolo di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind</i>	69
.....	
<i>Fig. 4-4 Comparazione dei valori di angoli di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind</i>	70
<i>Fig. 4-5 Comparazione dei valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind</i>	72
<i>Fig. 4-6 Comparazione dei valori di frequenza con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind</i>	73
<i>Fig. 4-7 Comparazione dei valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind</i>	75

Indice delle tabelle

<i>Tab. 2-1 Caratteristiche principali dei generatori sincroni.</i>	<i>37</i>
<i>Tab. 3-1 Potenze di base e modelli per i generatori della rete IEEE 9.....</i>	<i>47</i>
<i>Tab. 3-2a Analisi di sensitività sul massimo valore di angolo di rotore [deg] per il posizionamento della linea in parallelo.....</i>	<i>48</i>
<i>Tab. 3-3 Modelli e parametri per SVC e STATCOM.....</i>	<i>50</i>
<i>Tab. 3-4 Modelli e parametri per IEET1 e EXST4B.....</i>	<i>50</i>
<i>Tab. 3-5 Comparazione dei massimi valori dell'angolo di rotore.</i>	<i>52</i>
<i>Tab. 3-6 Calcolo del CCT nei quattro casi studio.....</i>	<i>52</i>
<i>Tab. 3-7 Confronto dei valori di SCR per i casi A, B, C.</i>	<i>53</i>
<i>Tab. 3-8 Comparazione dei costi tra SVC e STATCOM.....</i>	<i>62</i>
<i>Tab. 4-1 Modelli Wind Type 3.....</i>	<i>66</i>
<i>Tab. 4-2 Control mode Wind Type 3.....</i>	<i>66</i>
<i>Tab. 4-3 Valori dell'angolo di rotore al variare del bus di connessione.....</i>	<i>67</i>
<i>Tab. 4-4 Valori dell'angolo di rotore al variare della potenza di base del generatore Wind.....</i>	<i>67</i>
<i>Tab. 4-5 Valori dell'angolo di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind.....</i>	<i>69</i>
<i>Tab. 4-6 Valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind.....</i>	<i>71</i>
<i>Tab. 4-7 Valori di CCT con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind.....</i>	<i>72</i>
<i>Tab. 4-8 Valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind.....</i>	<i>74</i>
<i>Tab. 4-9 Valori di CCT con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind ...</i>	<i>74</i>

Indice principali simboli e acronimi

J: momento d'inerzia [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$]

ω : velocità di rotazione [rad/s]

H: costante d'inerzia [$\text{MW}\cdot\text{s}/\text{MVA}$] [s]

E_{cin} : energia cinetica [$\text{MW}\cdot\text{s}$]

S_n : Potenza apparente nomina [MVA]

λ_L : Tasso di guasto indipendente annuo tipico per linea di trasmissione ad alta tensione

CCT: Critical Clearing time

EPS: Electrical Power System

DFIG: Doubly-Fed Induction Machine

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission System

FCT: Fault Clearing Time

FER: Fonti Energetiche Rinnovabili

FES: Fast-excitation System

FRNP: Fonte Rinnovabile Non Programmabile

FV: Fast-Valving

HVDC: High Voltage Direct Current

IFG: Inertia Free Generator

RES: Renewable Energy System

RoCoF: Rate Of Change Of Frequency

SCR: Short Circuit Ratio

SG: Synchronous Generator

SVC: Static Var Compensator

STATCOM: Static Synchronous Compensator

TSO: Transmission System Operator

TSRT: Total System Rescue Time

VOLL: Value Of Lost Load

Introduzione

Il sistema elettrico globale è, ad oggi, basato sull'utilizzo di fonti energetiche primarie di derivazione fossile: fin dalla seconda metà del Novecento, i consumi globali di energia primaria sono cresciuti esponenzialmente, a seguito di una crescita economica tramite un sistema energetico basato principalmente su tali tipi di combustibili.

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle emissioni di gas a effetto serra di origine antropica, tra cui CO₂, riconosciute come causa di significativi impatti ambientali e climatici, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi di eventi naturali catastrofici.

Le raccomandazioni sempre più pressanti della comunità scientifica stanno suscitando nell'opinione pubblica una crescente sensibilità e consapevolezza della rilevanza del tema. Tale contesto ha favorito la stipula di accordi internazionali e la definizione di politiche e misure concrete per la lotta ai cambiamenti climatici. Ad esempio, durante l'ultima edizione della COP26 (conferenza sul clima organizzata dalle Nazioni Unite, nell'ambito della Conferenza Quadro sui Cambiamenti Climatici) conclusa il 12 novembre 2021, si basava su quattro obiettivi individuati dalla Presidenza:

- Mitigazione, azzerare le emissioni nette entro il 2050 e contenere l'aumento di temperatura non oltre 1.5 gradi accelerando l'eliminazione del carbone, riducendo la deforestazione ed incrementando l'utilizzo di energie rinnovabili;
- Adattamento, supportare i paesi più vulnerabili per mitigare gli impatti dei cambiamenti climatici, per la salvaguardia delle comunità e degli habitat naturali;
- Finanza per il clima, mobilitare i finanziamenti ai paesi in via di sviluppo, raggiungendo l'obiettivo di 100 miliardi USD annui;
- Finalizzazione del "Paris Rulebook", rendere operativo l'Accordo di Parigi.

Il settore elettrico riveste un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti energetiche rinnovabili, FER. Infatti, la maggiore penetrazione del vettore elettrico nel settore industriale e della mobilità, insieme all'incremento della quota FER nel mix di produzione di energia sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli.

Il phase-out completo del carbone dal parco di generazione del sistema elettrico nazionale pone impatti e problematiche non trascurabili per la futura gestione in sicurezza dell'intera rete.

Al riguardo, l'obiettivo dell'elaborato è quello di verificare, attraverso studi di stabilità transitoria, quali possano essere gli impatti legati ad un aumento della quota di generazione FER all'interno di un sistema elettrico, valutando diverse soluzioni atte a risolvere tali problematiche.

Nel Capitolo 1 verrà effettuata un'analisi della transizione energetica in atto e degli impatti sui sistemi elettrici di potenza. In aggiunta, si riporterà una descrizione della struttura e delle funzionalità del software utilizzato per le simulazioni all'interno di questo elaborato.

Nel Capitolo 2 verrà eseguita un'analisi comparativa delle soluzioni per l'aumento della stabilità transitoria dei generatori convenzionali. A tale scopo verranno effettuate delle simulazioni di stabilità sulla rete test IEEE 14 bus, opportunamente modificata.

Nel Capitolo 3 verrà eseguita un'analisi comparativa delle soluzioni per migliorare la stabilità transitoria, sia in termini di angolo di rotore che di stabilità della frequenza. Queste soluzioni sono SVC, STATCOM, un sistema di eccitazione veloce e una linea di trasmissione parallela aggiuntiva. Sono state eseguite analisi di sensibilità per valutare gli effetti della posizione della linea aggiuntiva, della contingenza considerata (guasto trifase) e del bus di installazione SVC o STATCOM più efficace. Nell'ambito dell'analisi della stabilità della frequenza, l'utilizzo della remunerazione per il servizio di distacco del carico in Italia è stato considerato per eseguire un'analisi economica per SVC e STATCOM.

Nel Capitolo 4 verrà eseguita un'analisi comparativa delle soluzioni valutate nel capitolo 2 all'interno della rete test IEEE 9 bus con l'aggiunta di un generatore FNRP Wind Type 3 (DFIG). Prima di tale comparativa verrà eseguita una valutazione del bus d'installazione di tale generatore, della sua potenza di base e della potenza generata all'interno della rete.

Nel Capitolo 5 verranno riportate le conclusioni ottenute a seguito degli studi presentati nei capitoli precedenti.

Capitolo 1

La transizione energetica

1.1 Introduzione

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle emissioni di gas a effetto serra in atmosfera, riconosciute come causa di significativi impatti ambientali e climatici, tra cui l'incremento della temperatura media globale. Già oggi il surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo è stimato intorno a 1°C, rispetto alle temperature registrate nell'era preindustriale, con un trend di crescita di +0,2°C per decade, Fig. 1-1 [1].

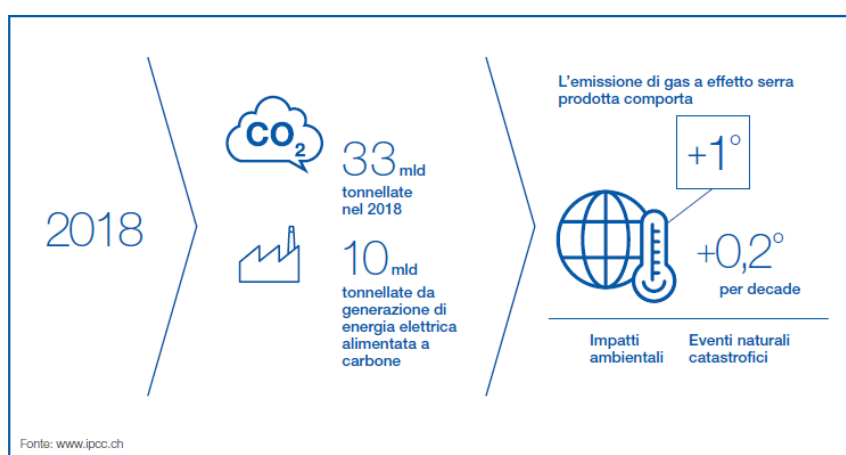


Fig. 1-1 Emissioni di CO₂ al 2018.

La crescente e diffusa consapevolezza di questi fattori ha fatto crescere l'attenzione sulle tematiche di tipo ambientale, spingendo alla stipula di accordi internazionali e alla definizione di politiche mirate al contenimento del surriscaldamento climatico.

In tale contesto, l'Unione Europea (UE) ha assunto sin dagli anni '90 un ruolo di leadership a livello internazionale nella lotta ai cambiamenti climatici, mettendo in atto una

serie di impegni, politiche energetiche e ambientali che fossero in grado di coniugare la decarbonizzazione dei consumi energetici con la crescita economica, Fig. 1-2 [1].

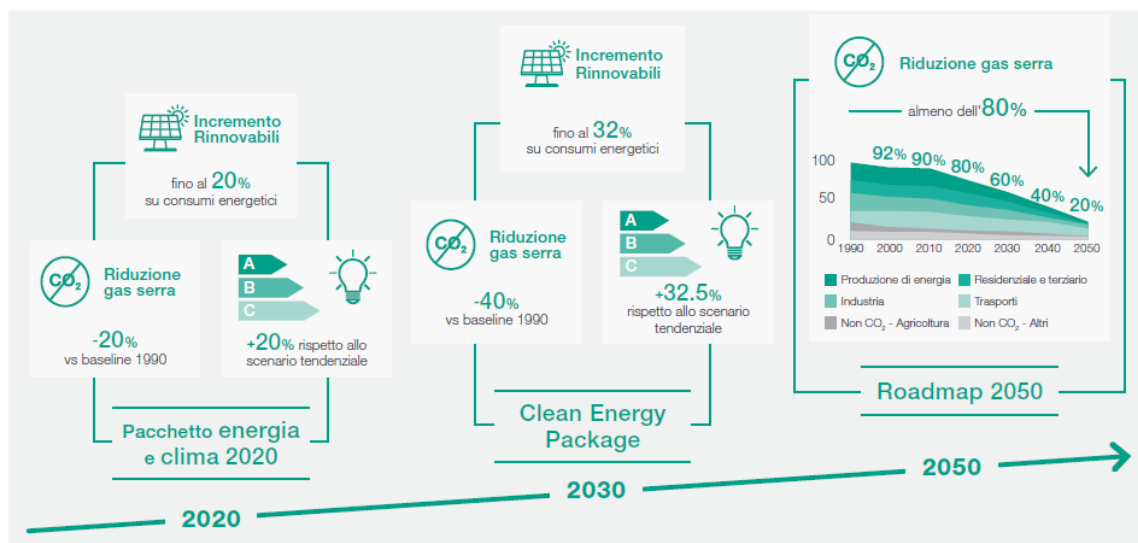


Fig. 1-2 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050.

Infatti, già nel 2009, con la pubblicazione del ‘Pacchetto Clima-Energia 2020’, l’Europa ha definito i target energetici e climatici europei al 2020, che ad oggi sono in procinto di essere raggiunti:

- 20% di quota di rinnovabile sui consumi finali lordi di energia;
- 20% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale;
- 20% di riduzione di emissioni di gas serra a livello UE rispetto al 1990.

Successivamente, nel 2011, la Commissione Europea ha pubblicato la ‘Roadmap 2050 per il passaggio a un’economia a basso contenuto di CO₂, in cui è stato assunto l’impegno di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell’80-95% rispetto ai livelli del 1990, garantendo la competitività dei prezzi e la sicurezza delle forniture energetiche. Tali impegni hanno consentito di evidenziare che la decarbonizzazione del sistema energetico è tecnicamente ed economicamente fattibile e che ciò può essere raggiunta, avvalendosi necessariamente di strumenti quali la promozione dell’integrazione delle fonti rinnovabili.

Più recentemente, l’Unione Europea ha rinnovato il suo impegno per il clima, avviando un processo normativo che ha portato, a maggio 2019, all’approvazione definitiva di un pacchetto di proposte direttive noto come ‘Clean Energy for all Europeans Package’ (CEP).

Il CEP è finalizzato ad assicurare un approvvigionamento energetico sicuro, economico ed a basso impatto ambientale e climatico a tutti i cittadini europei; in questo contesto i principali obiettivi da perseguire sono:

- riduzione almeno pari al 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- incidenza delle fonti rinnovabili sul consumo finale di energia almeno pari al 32%;
- riduzione di almeno del 32.5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale;
- incremento di almeno il 15% di capacità di interconnessione elettrica transfrontaliera sulla capacità di generazione elettrica installata.

Come ultima mossa, nel settembre 2020 la Commissione Europea, nell'ambito del Green Deal europeo, ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Ha preso in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, e avvierà il processo per formulare proposte legislative dettagliate nel giugno 2021 al fine di mettere in atto e realizzare questa maggiore ambizione.

Alla luce del nuovo scenario comunitario di Green Deal, il PNIEC italiano dovrà subire una revisione e adeguamento verso obiettivi ancora più sfidanti, anche se il documento rimane ancora il riferimento per l'Italia e su questo si baserà il seguente lavoro di tesi.

1.2 Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), documento valido per il periodo 2021-2030, inviato alla Commissione Europea (gennaio 2019), individua obiettivi, traiettorie e misure, che rappresentano l'impegno dell'Italia, in qualità di Stato Membro dell'UE, al raggiungimento dei target europei al 2030 [1] [2].

I principali target energetici e climatici indicati nel PNIEC al 2030, Fig. 1-3 [1], prevedono:

- La riduzione del 33% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 2005 per tutti i settori non ETS13;
- Il raggiungimento di un livello di penetrazione delle rinnovabili pari al 30% (Fig. 1-3) sui consumi finali lordi di energia. Tale target è poi declinato su tre differenti settori, elettrico, termico e trasporti, come elencato a seguire:

1. per il settore elettrico, il raggiungimento della quota di circa il 55,4% sui consumi elettrici finali lordi;
 2. per il settore termico, una quota minima FER del 33,1% sui consumi finali lordi, ovvero nel riscaldamento e nel raffrescamento;
 3. per il settore dei trasporti, il raggiungimento della percentuale minima di rinnovabili pari al 21,6% dei consumi energetici del settore.
- Un target di interconnessione del 10%, calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata.



Fig. 1-3 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050.

Inoltre, nel Piano Integrato, tra i principali obiettivi e le relative misure necessarie al loro conseguimento, si evidenziano:

- il totale phase-out del carbone dalla generazione elettrica entro il 2025;
- una significativa promozione dello sviluppo e dell'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, minimizzando congestioni di rete, over-generation, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema;
- l'incremento della resilienza e della flessibilità del sistema e delle reti verso fenomeni meteorologici estremi;
- la promozione alla diffusione dei veicoli elettrici, con il target di 6 milioni di auto ad alimentazione elettrica al 2030, di cui 1.6 milioni di veicoli elettrici puri.

1.3 La Decarbonizzazione

Il phase-out dal carbone entro il 2025 previsto negli scenari di sviluppo PNIEC, insieme alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti, fornirà uno dei principali contributi al raggiungimento dei target di decarbonizzazione del settore elettrico.

La decarbonizzazione del parco di generazione termoelettrico italiano, ovvero la dismissione seppur graduale di circa 8 GW di centrali a carbone attualmente in esercizio, presenterà inevitabilmente profondi cambiamenti nel mix di produzione, nonché impatti rilevanti sul sistema elettrico nazionale, che dovranno necessariamente essere accompagnati da adeguati investimenti per lo sviluppo e la modernizzazione delle infrastrutture energetiche.

Sebbene ambizioso, tale obiettivo risulta pienamente raggiungibile, assicurando i livelli standard di sicurezza del sistema, a condizione che sia accompagnato da specifiche misure e soluzioni, le principali possono essere riassunte in Fig. 1-4 [1].

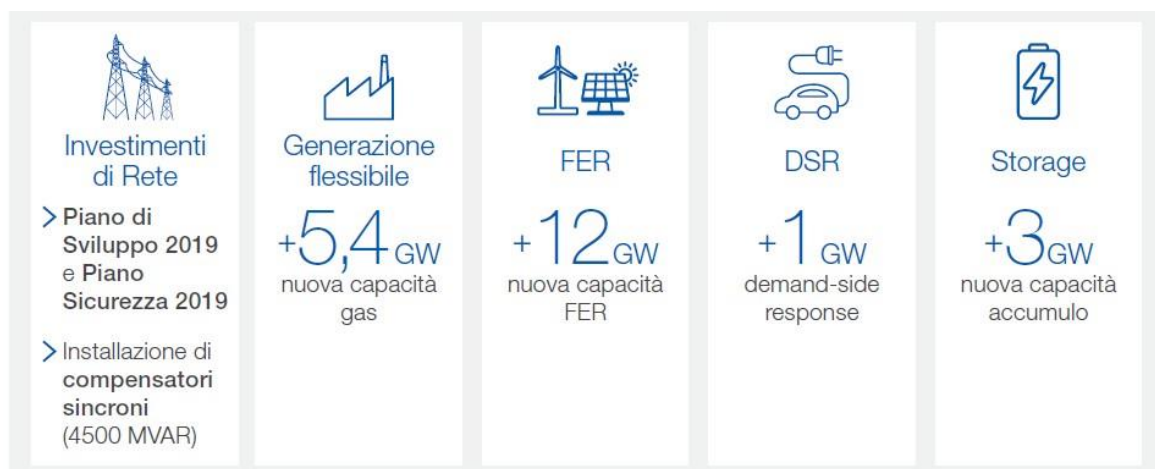


Fig. 1-4 Obiettivi energetici e climatici, 2020-2050

In particolare, si evidenzia che, oltre allo sviluppo di circa 12 GW di energie rinnovabili, il sistema elettrico italiano avrà bisogno al 2025 di nuova capacità termoelettrica efficiente per sostituire quella di cui si prevede la dismissione. Le analisi elaborate dal Transmission System Operator – TSO (Terna) hanno evidenziato che vi sarà bisogno di una capacità installata di generazione termoelettrica almeno pari a 54 GW per rispettare i criteri di adeguatezza adottati a livello nazionale e comunitario. Per

garantire questo livello di capacità installata, tenendo conto sia dell'evoluzione attesa della domanda, sia della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti ad olio combustibile, sarà necessario realizzare

5.4 GW di generazione addizionale alimentata a gas.

Tra le ulteriori misure necessarie per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, si segnala anche l'installazione di circa 3 GW di nuova capacità di accumulo, sia idroelettrico che elettrochimico, l'introduzione di 1 GW di Demand Side Response (DSR), l'implementazione del Piano di Sviluppo 2019 di Terna e l'installazione di circa 4500 MVar di nuovi compensatori sincroni [1].

Tra i vari obiettivi indicati nel PNIEC, il phase-out completo del carbone dal parco di generazione, Fig. 1-5, risulta tra i più sfidanti per il sistema elettrico nazionale, ponendo impatti e problematiche non trascurabili per la futura gestione in sicurezza dell'intera rete [3].



Fig. 1-5 Impianti di generazione interessati dal processo di phase-out del carbone 2025.

1.4 Dismissioni degli impianti termoelettrici e lo sviluppo delle FER

Per quanto riguarda il parco di generazione tradizionale, fino al 2012 la capacità termoelettrica italiana ha vissuto una fase di ammodernamento e sviluppo, guidata dalle aspettative di crescita della domanda e dei prezzi dell'energia, arrivando a 77 GW di potenza installata. A partire dal 2013, però, la tendenza di installazioni ha subito una brusca frenata e negli anni successivi il parco termoelettrico complessivo si è fortemente ridotto a seguito di numerose dismissioni che hanno portato la capacità effettivamente disponibile al di sotto dei 60 GW, come si osserva in Fig. 1-6 [1].

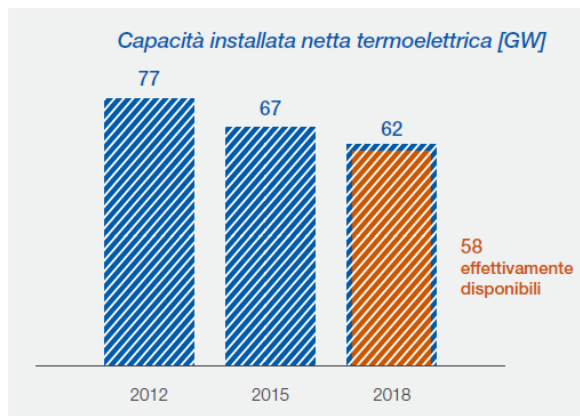


Fig. 1-6 Capacità termoelettrica installata al 2018.

La dismissione di un'ampia quota del parco termico è connessa principalmente alla riduzione della profittabilità di tali impianti negli ultimi anni, causata sia dal rallentamento della domanda di energia elettrica che dalla crescita del parco rinnovabile che ha spiazzato gli impianti termici riducendone le ore equivalenti di produzione.

Infatti, la principale tendenza che ha contraddistinto l'ultimo decennio è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonte rinnovabile. In particolare, tra il 2008 e il 2019, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, da 3.5 GW nel 2008 fino a raggiungere oltre 10 GW, mentre il parco fotovoltaico italiano ha superato complessivamente i 20 GW nel 2019, partendo da una quota di appena 0.5 GW nel 2008 (Fig. 1-7).

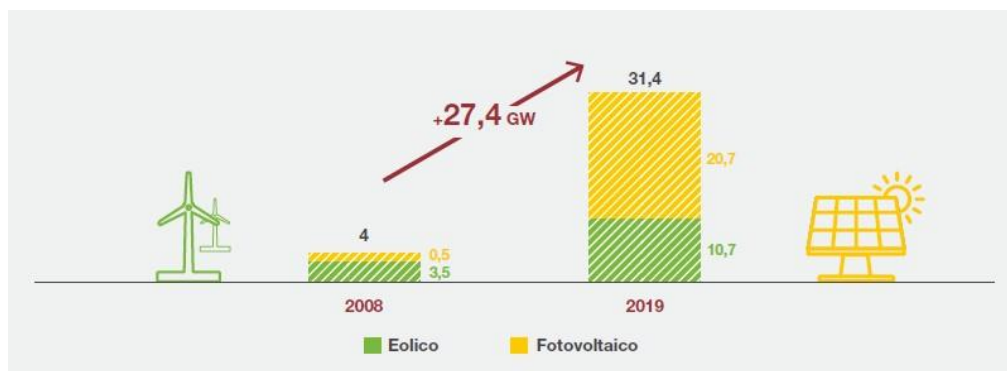


Fig. 1-7 Capacità termoelettrica installata al 2018.

In Fig. 1-8 è riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2019 [1].

Tale tendenza proseguirà anche per effetto del nuovo DM FER 2019, che prevede al 2024 un contributo di nuovi impianti eolici-fotovoltaici per circa 5.5 GW, a cui si aggiungono 730

MW per impianti idroelettrici e impianti a gas residuati dei processi di depurazione e per impianti oggetto di rifacimento.

L'ottimale utilizzo di siti idonei alla produzione da FER, attraverso iniziative di repowering, la progressiva diffusione di produzione rinnovabile distribuita o di piccola taglia, e l'abilitazione delle unità FER alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), saranno tra le leve fondamentali per proseguire nella direzione di sviluppo della capacità produttiva da fonti rinnovabili e per convergere verso l'obiettivo comune della decarbonizzazione.

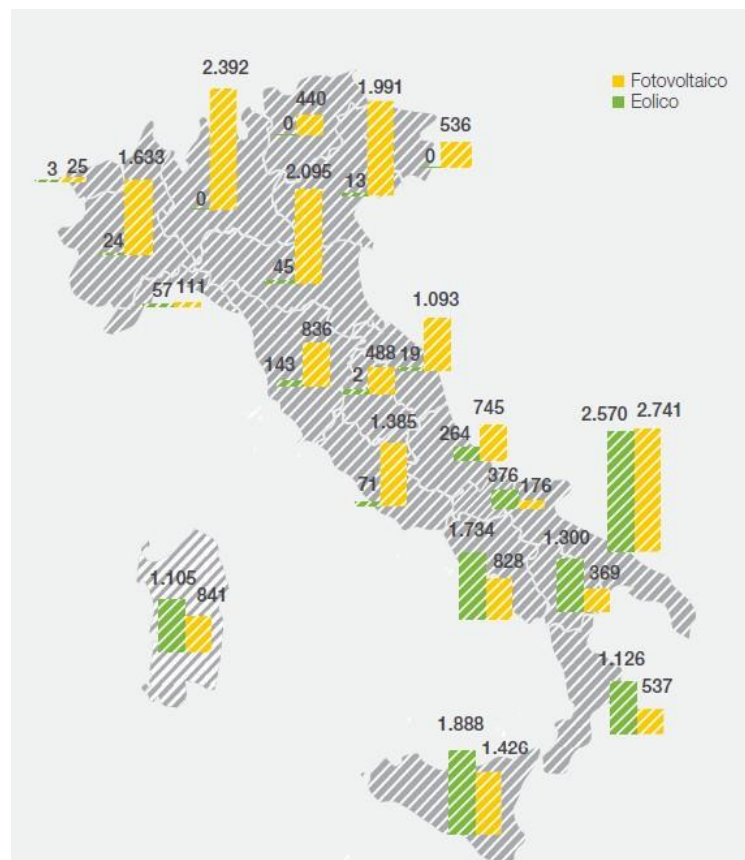


Fig. 1-8 Capacità eolica e fotovoltaica installata in Italia al 2019.

1.5 Impatti di Gestione del Sistema Elettrico di Potenza

Il settore elettrico italiano sta evolvendo molto rapidamente per effetto della transizione energetica in atto: gli elementi più significativi del nuovo paradigma sono le energie da fonte rinnovabile, da integrare e gestire, la digitalizzazione delle reti ed i sistemi di storage.

Si è passati ed è ancora in atto un processo di trasformazione da un sistema tradizionale

monodirezionale (produzione, trasmissione, distribuzione e carichi) ad un sistema più complesso e integrato con flussi di energia elettrica a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità, come si evince dalla Fig. 1-9 [3]. In virtù di queste considerazioni, i principali TSO europei stanno ridisegnando strategie di gestione-controllo e investimenti sulle reti, tenendo conto soprattutto del forte impatto dello sviluppo delle rinnovabili.



Fig. 1-9 Evoluzione del SEP italiano.

Il phase-out del carbone, implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del sistema elettrico.

Lo sviluppo di nuova capacità da fonte rinnovabile non programmabile apre nuove sfide in termini di pianificazione rete, poiché le tecnologie eolica e solare sono caratterizzate da aspetti tecnici profondamente differenti dalla generazione tradizionale termoelettrica. Ciò

impone un adeguamento del sistema elettrico per garantire la piena integrazione delle FER rispetto ai seguenti temi, riassunti in Fig.1-10 [1]:

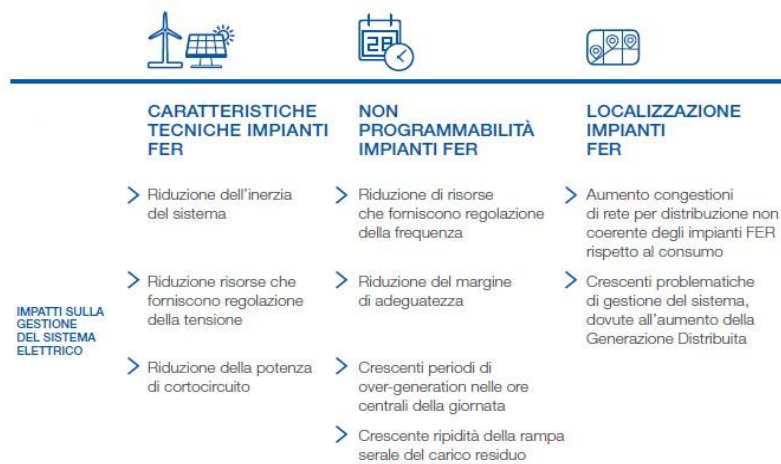


Fig. 1-10 Il nuovo contesto energetico e gli impatti sulla gestione del SEP.

1.5.1 Caratteristiche tecniche degli impianti:

Gli impianti FER si interfacciano generalmente alla rete mediante l'utilizzo di macchine statiche, convertitori elettronici per es. inverter. Per le caratteristiche intrinseche di tali tecnologie, i gruppi statici presentano minore propensione a sostenere i parametri fondamentali di frequenza e tensione per l'esercizio della rete, rispetto alle macchine rotanti tipiche della generazione tradizionale.

Gli impianti FER non hanno la medesima capacità di fornire al sistema elettrico servizi di regolazione, di resistere alle perturbazioni, come la perdita improvvisa di impianti di generazione o carico e quindi di garantire l'equilibrio della rete. Tali caratteristiche tecniche fanno sì che la crescente penetrazione delle FER e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici generino i seguenti impatti sulla rete:

- riduzione dell'inerzia del Sistema Elettrico, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete;

riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);

- riduzione della potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico con effetti negativi sulla Power Quality e sulla sicurezza.

1.5.2 Non programmabilità degli impianti:

Per loro natura gli impianti FER sono caratterizzati da profili di produzione non programmabile e ciò implica che l'energia elettrica prodotta da tali impianti non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì le caratteristiche delle singole fonti energetiche primarie, ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti. In un Sistema Elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione.

La crescita della generazione rinnovabile ha contribuito a modificare il profilo del fabbisogno di carico residuo, ovvero del fabbisogno di energia elettrica al netto della produzione di energia rinnovabile, che deve essere soddisfatto mediante l'impiego di impianti programmabili quali i tradizionali termici, idrici, di accumulo idroelettrico e dell'import. In particolare, sarà necessaria una capacità altamente flessibile per l'inseguimento della rampa serale di carico derivante dalla riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali.

Inoltre, la crescente presenza di impianti fotovoltaici determina, nelle ore di maggiore insolazione, un eccesso di produzione, quindi la necessità di limitare la produzione da fonte rinnovabile, cosiddetto fenomeno dell'over-generation, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta.

1.5.3 Localizzazione degli impianti:

Gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono geograficamente localizzati dove la risorsa naturale è disponibile, spesso lontano da dove si concentrano i centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di congestione di rete di trasmissione, specialmente da Sud verso Nord. In aggiunta, il fatto che una parte consistente di impianti FER, in particolare per il

fotovoltaico, sia connessa su reti di distribuzione MT-BT, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, sta facendo emergere nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico, come ad esempio la riduzione della selettività dei sistemi di protezione, la diminuzione dell'efficacia dei Piani di Difesa e la possibile inadeguatezza dei sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale.

Queste variazioni del contesto, incremento FER e dismissione di impianti termoelettrici, causano già oggi significativi impatti sulla gestione della rete e fornitura affidabile di energia elettrica da parte del TSO. Tali problematiche sono amplificate nei loro effetti dalle caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana che, a causa del profilo geografico del Paese: scarsa possibilità di interconnessione con il continente europeo, vincoli di transito tra il Nord-Sud Italia e con le isole, rende più complessa la gestione del Sistema Elettrico nel nuovo contesto atteso [1].

1.6 Studio della stabilità transitoria tramite Power World Simulator

Il software utilizzato è il PowerWorld® Simulator [4], potente software interattivo progettato per creare e simulare il funzionamento dei sistemi elettrici di potenza; esso è capace di effettuare tutti le principali tipologie di studio ed analisi (es. load flow, optimal power flow, transient stability) su complessi sistemi aventi un massimo di 250.000 nodi, per esempio reti di scala nazionale o continentale.

Tale software permette di costruire le reti elettriche con approccio di tipo grafico, grazie all'utilizzo di blocchi elementari che concettualmente rappresentano i componenti reali della rete cioè: nodi, generatori, linee di trasmissione in AC e HVDC, trasformatori, carichi, ecc. In particolare, permette l'implementazione della maggior parte delle unità di generazione attualmente presenti nel panorama elettrico mondiale, fornendo modelli personalizzabili che spaziano dalle turbine eoliche, ai gruppi idroelettrici, alle centrali termoelettriche a vapore e così via.

Il software consente di visualizzare i valori delle grandezze elettriche di interesse per mezzo di grafici, completamente personalizzabili, variando grandezze, scala, colori, ed esportabili in diversi formati.

PowerWorld è composto da un'interfaccia principale, tramite la quale è possibile svolgere gli studi di load-flow, e da pacchetti aggiuntivi, denominati 'Add Ons', ognuno dei quali è dedicato a svolgere una specifica funzione [5]:

- Optimal Power Flow (OPF);
- Security Constrained OPF (SCOPF);
- OPF Reserves;
- Available Transfer Capability (ATC);
- PV and QV curves (PVQV);
- Automation Server (SimAuto);
- Transient Stability.

Lo studio di stabilità transitoria delle reti elettriche viene effettuato con lo strumento ‘Transient Stability’, in particolare, questo è il principale tool adoperato nelle simulazioni descritte in questo elaborato di Tesi, pertanto ne verrà illustrato in dettaglio il principio di funzionamento.

Il Transient Stability è utilizzato per eseguire la simulazione del comportamento dinamico del sistema elettrico implementato, permettendo di determinare se, dopo un disturbo contingente, quindi imprevisto, il sistema ritorni nuovamente ad una condizione di regime, di equilibrio o di instabilità. Per fissare le idee, i principali tipi di perturbazione che possono avere luogo nei sistemi elettrici di potenza sono:

- Variazioni repentine di carico;
- Guasti (per esempio corto circuiti trifase, bifase, monofase ecc);
- Variazione della configurazione di rete, per esempio distacchi o inserzioni di componenti di rete;
- Distacco di unità di generazione.

Il modello elettrico da studiare, implementato con il software, viene definito ‘Case’, in fase di realizzazione, vengono creati due file separati con due estensioni diverse:

- File.pwb: contiene i dati effettivi del sistema di potenza modellato, il file salvato è di tipo binario, consente così un caricamento rapido in fase di apertura e memorizzazione;
- File.pwd: a esso si riferiscono tutti i dati grafici associati al ‘Case’, in particolare le dimensioni, le forme, i colori, le posizioni e tutti gli elementi di personalizzazione visuale modellati nel sistema [6].

Il software possiede un’interfaccia grafica molto intuitiva. Per la creazione di un nuovo modello, basta cliccare in alto a sinistra su ‘New Case’, come mostrato Fig. 2-1:

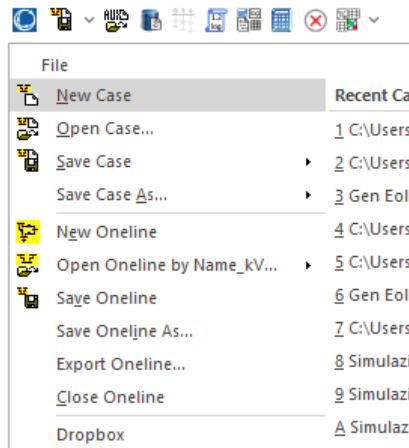


Fig. 1-11 Interfaccia per la creazione del Case in PowerWorld

Esistono due distinte modalità di lavoro all'interno del programma:

- Edit-Mode: modalità utilizzata per la creazione o modifica del sistema elettrico;
- Run-Mode: modalità di lavoro che permette di eseguire una simulazione completa del sistema creato nel dominio del tempo, studiandone la stabilità transitoria o l'analisi a regime.

Una volta creato il 'Case', è possibile comporre il sistema elettrico desiderato, selezionando 'Draw', quindi 'Network', come in Fig. 2-2, dunque si procede scegliendo in ordine i vari elementi da inserire nel modello così da personalizzare la rete elettrica da simulare.

Nello specifico, i principali elementi utilizzati nelle simulazioni di questo elaborato sono:

- Bus (nodo o sbarra), in cui gli altri dispositivi elettrici, come linee, carichi o generatori, si collegano;
- Generatore, rappresenta l'unità di generazione vera e propria e, come verrà descritto nel paragrafo 3.2, essa potrà essere altamente personalizzata in base alle proprie esigenze;
- Carico, rappresenta il carico elettrico della rete;
- Linea di trasmissione, rappresenta il collegamento fisico tra i diversi bus del sistema;
- Trasformatore, rappresenta il trasformatore del sistema elettrico e permette di

collegare due bus a valori di tensione diversi.

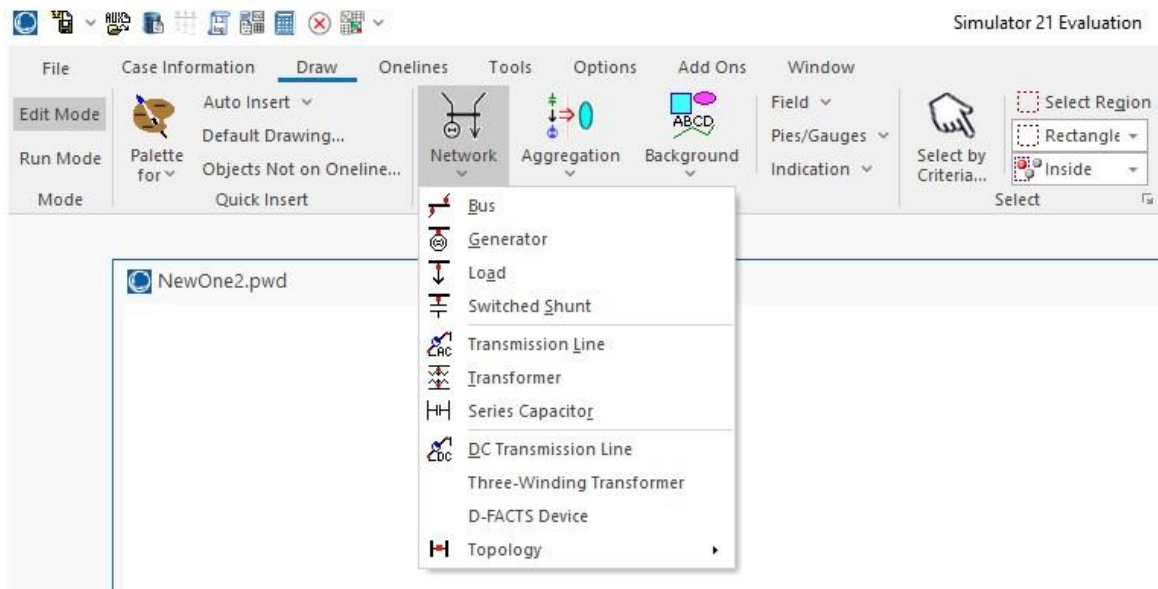


Fig. 1-12 Interfaccia di PowerWorld per la creazione dei componenti della rete elettrica

1.7 Modello di un sistema di generazione tradizionale in PowerWorld

Negli studi di Transient Stability l'elemento di rete più complesso da rappresentare è sicuramente l'impianto di produzione dell'energia elettrica. Il corrispondente modello deve tenere conto non solo del comportamento elettrico dell'impianto ma anche di quello meccanico; a tal fine, l'accoppiamento elettro-meccanico di un generatore elettrico di tipo convenzionale può essere rappresentato tramite lo schema a blocchi, come quello mostrato in Fig. 2-3 [7].

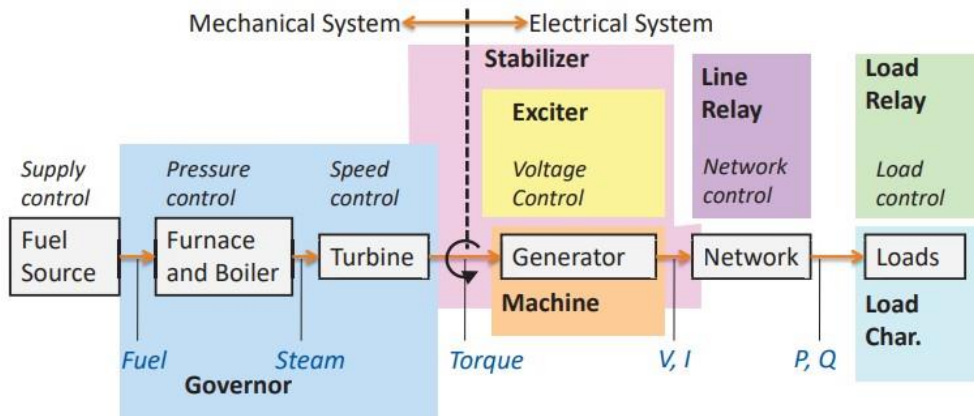


Fig. 1-13 Schema a blocchi di un sistema di generazione in ambiente PowerWorld

Ogni blocco principale contiene altri sotto-modelli utili ad ottenere un'implementazione ancor più fedele e dettagliata del macchinario reale. In particolare, il blocco indicato con il nome 'Generator', rettangolo arancione di Fig. 3-3, a sua volta può essere ulteriormente esplicitato tramite lo schema a blocchi di Fig. 2-4 [7].

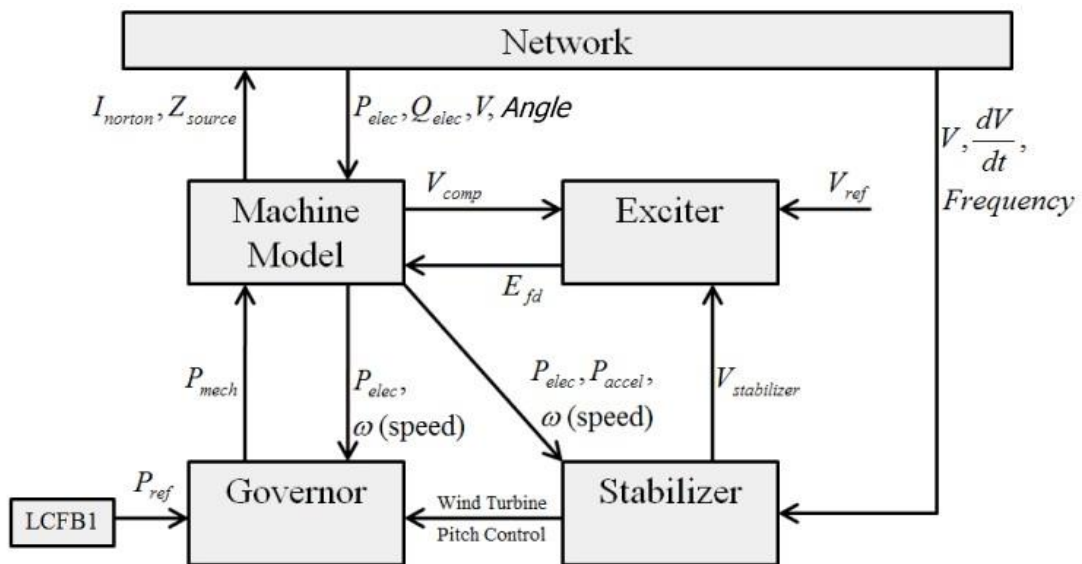


Fig. 1-14 Schema di interconnessione dei sotto-modelli del Generator

Dunque, in riferimento alla Fig. 3-4, è possibile specificare:

- generatore (Machine Model);
- sistema di eccitazione (Exciter);

- regolatore di frequenza (Governor);
- stabilizzatore RSS (Stabilizer);
- regolazione secondaria (LCFB Loop Control Frequency Bias).

Ogni blocco, caratterizzato da specifiche grandezze e parametri, può essere scelto all'interno di una vasta libreria di modelli, in funzione della diversa tipologia di generatore che si vuole rappresentare. Inizialmente i parametri del modello assumono dei valori di default, tuttavia questi possono essere facilmente settati e variati in accordo con le esigenze dell'utente. Alcuni di questi sotto-modelli verranno descritti nei successivi paragrafi [5] [6].

1.8 Machine Model

Il modello del generatore, cioè il 'Machine Model', indica la tipologia di alternatore 'fisico' con i relativi parametri ed equazioni caratterizzanti, dunque è il blocco che si occupa di modellizzare il generatore da un punto di vista elettrico-meccanico.

Il modello più semplice, presente nella libreria di PowerWorld è denominato GENCLS; il cui schema a blocchi è mostrato in Fig. 2-5 [7]. Esso rappresenta la dinamica della macchina in maniera molto semplificata, con un circuito equivalente costituito da un generatore di tensione e un'impedenza di tipo ohmico-induttiva. Tale modello, per via della sua semplicità, viene per lo più utilizzato per usi accademici ma non viene raccomandato per la rappresentazione di sistemi reali [5] [6].

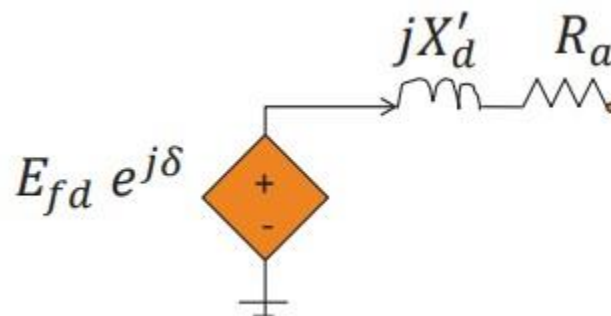


Fig. 1-15 Schema a blocchi del Machine Model: GENCLS

In particolare, tra i molteplici modelli presenti nella libreria di PowerWorld, si

segnalano due modelli sufficientemente completi e realistici:

- GENROU, per le macchine elettriche a rotore avvolto;
- GENSAL, per le macchine elettriche a poli salienti.

Il GENROU rappresenta il modello principalmente adoperato in tutte le simulazioni di rete implementate in questo elaborato di Tesi.

- Il GENROU è una rappresentazione di alternatore a rotore liscio con tre avvolgimenti smorzatori integrati, esso fornisce un'ottima approssimazione per lo studio di stabilità transitoria della rete elettrica. Lo schema a blocchi e le equazioni che lo caratterizzano sono illustrate nel dettaglio in Fig.2-6 [7].

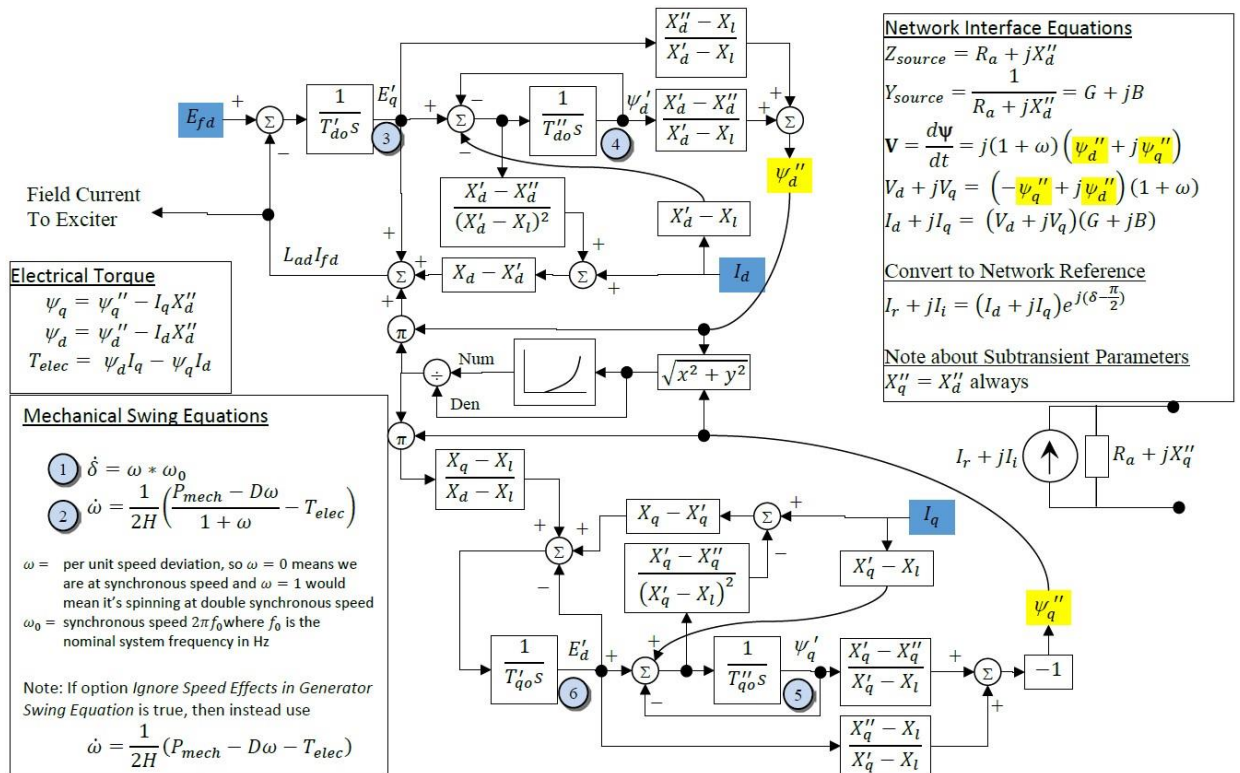


Fig. 1-16 Schema a blocchi ed equazioni del Machine Model: GENROU

Invece, in Fig. 2-7 viene mostrata l'interfaccia per l'editing dei valori dei parametri del modello GENROU. Tra i principali valori possiamo notare l'inerzia della macchina elettrica, la resistenza d'armatura ed i valori di reattanza, transitoria e sub-transitoria, dell'asse diretto e in quadratura.

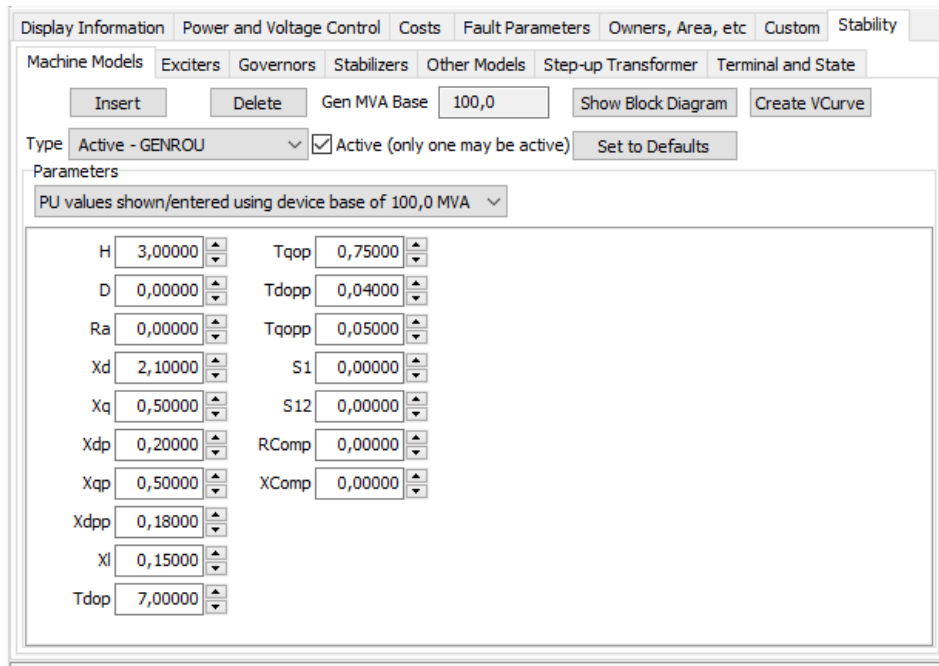


Fig. 1-17 Finestra di configurazione del Machine Model: GENROU

- Il GENSAL è una rappresentazione di alternatore con rotore a poli salienti; anche questa implementazione fornisce una valida approssimazione al comportamento dinamico di un generatore reale. Lo schema a blocchi e le equazioni caratterizzanti sono riportate nel dettaglio in Fig. 2-8 [7].

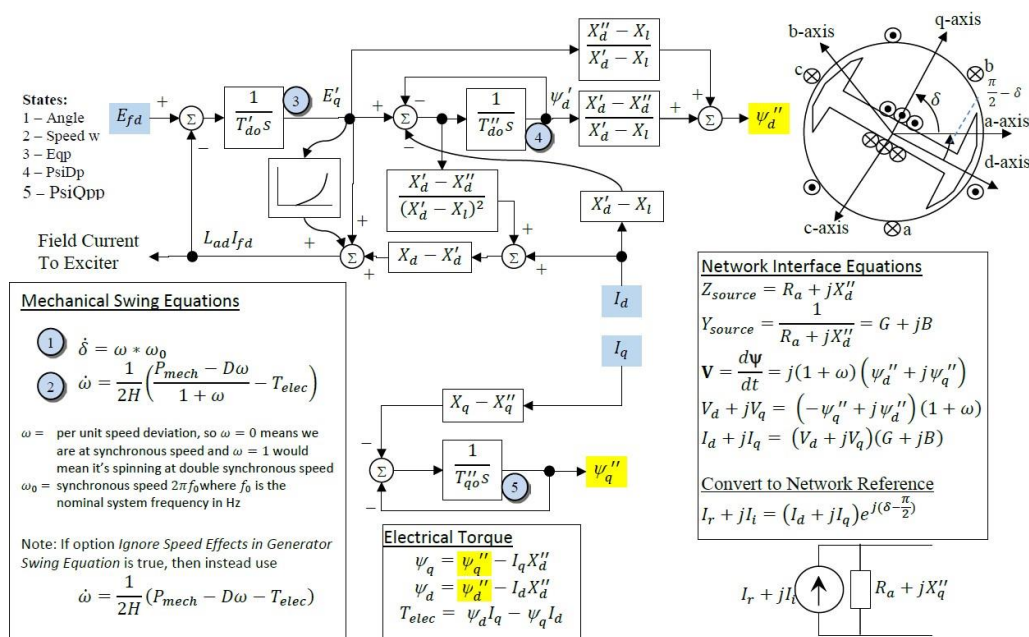


Fig. 1-18 Schema a blocchi ed equazioni del Machine Model: GENSAL

1.9 Exciter

Una volta scelto il modello della macchina elettrica, si passa all'implementazione del sistema di eccitazione, tramite il sotto-modello 'Exciter'. Questo modello deve essere in grado di reagire a forti disturbi e grandi perturbazioni transitorie. Genericamente si tratta di modelli ridotti, illustrati in Fig. 2-9 [7], che non riproducono fedelmente tutti gli anelli di controllo presenti nei sistemi reali.

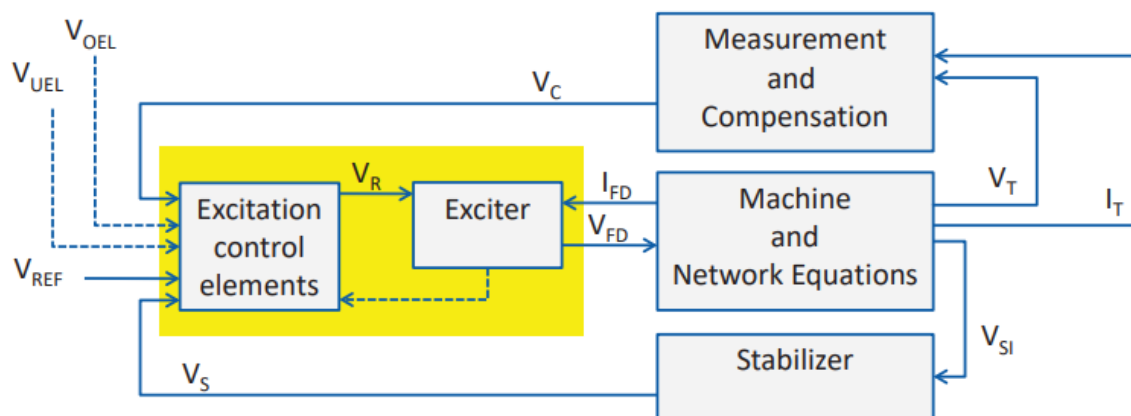


Fig. 1-19 Schema di funzionamento di un generico sotto-modello Exciter.

Con riferimento alla Fig. 2-9, si indica con:

- V_{REF} : la tensione di riferimento tale da soddisfare le condizioni nominali di funzionamento;
- V_{FD} : la tensione di campo. Variando la tensione di campo, varia la tensione ai morsetti del generatore, se tale valore risulta essere costante, la macchina non avrà alcun controllo di tensione. Cioè, l'eccitatore varia sistematicamente il valore della tensione di campo in maniera tale da mantenere la tensione ai morsetti pari alla tensione di riferimento.

In Fig. 2-10 e 2-11 sono riportati, rispettivamente, gli schemi a blocchi dei modelli di exciter: IEEE1 e EXST4B, presenti nella libreria di PowerWorld ed utilizzati nella simulazione della rete elettrica test oggetto di studio del Cap. 4 [7].

Exciter IEEE1
IEEE Type 1 Excitation System Model

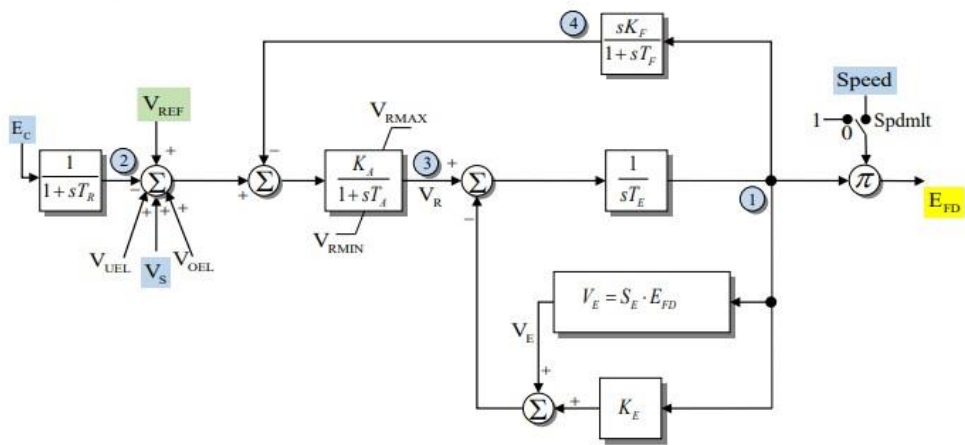


Fig. 1-20 Schema a blocchi dell'Exciter: IEET1.

Exciter EXST4B
IEEE Type ST4B Excitation System Model

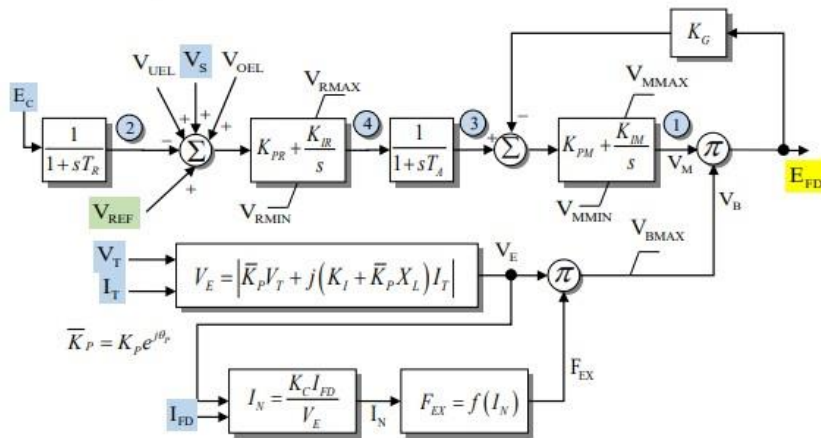


Fig. 1-21 Schema a blocchi dell'Exciter: EXST4B.

1.10 Governor

La velocità di rotazione, in condizione di regime, di una macchina sincrona è determinata dalla velocità del motore primo calettato all'albero della macchina stessa, come precedentemente osservato in Fig. 2-1. È il motore primo a dover provvedere al controllo della velocità di rotazione meccanica dell'albero. L'apparato che si occupa di questa regolazione viene definito 'Governor' o regolatore di velocità. Esso, sulla base della misura della velocità del motore primo, regola la potenza meccanica da produrre tramite la variazione di una opportuna grandezza di controllo, ad esempio:

- per UP idroelettriche viene regolata la portata del flusso d'acqua in ingresso alla turbina;
- per UP termoelettriche viene regolata la portata e la pressione del vapore.

L'obiettivo dell'azione del regolatore di velocità è quello di mantenere la velocità di rotazione al valore desiderato, controllando la fonte di energia primaria dell'UP, dunque effettuare il controllo e la regolazione della potenza elettrica in uscita dall'alternatore [8].

In Fig. 3-13 [10] viene riportato lo schema a blocchi del modello di governor: IEESGO, utilizzato per simulare i regolatori di velocità dei generatori della rete test del Cap. 4.

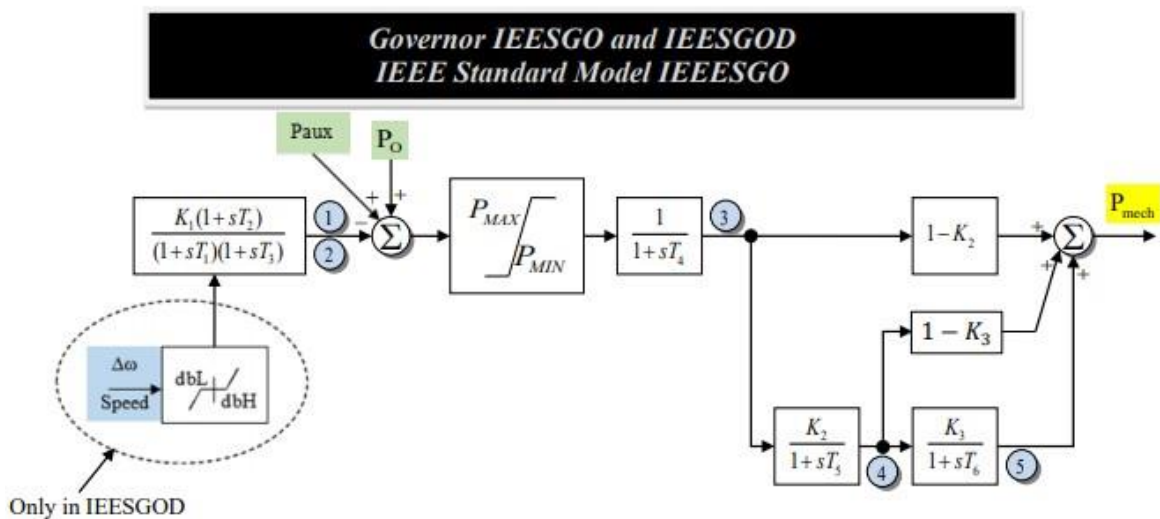


Fig. 1-22 Schema a blocchi del modello Speed Governor: IEESGO.

1.11 Modellizzazione dei sistemi di generazione FRNP in PowerWorld

Ai fini degli studi intrapresi in questo elaborato di Tesi, risulta necessario riuscire a modellizzare non solo i generatori di tipo convenzionali (termoelettrico, idroelettrico), ma, data la crescente penetrazione delle FER nelle reti di trasmissione, anche i generatori di tipo FRNP, in particolare: i sistemi Eolici e Fotovoltaici.

Tali sistemi di generazione hanno caratteristiche tecniche specifiche, ricordiamo infatti che sono per lo più sistemi ‘inverter-based’, cioè collegati alla rete elettrica tramite l’utilizzo di appropriati convertitori elettronici. Dunque, volendo svolgere un’implementazione al software di queste tecnologie, è necessario definire uno opportuno set di modelli, scelti tra quelli proposti nella libreria di PowerWorld, tali da modellizzare il sistema di generazione FRNP in maniera coerente.

Per queste tecnologie è possibile trovare dei modelli specifici all’interno delle stesse categorie viste nel paragrafo 2.2. In particolare, il software consente di modellizzare con discreta affidabilità:

- i sistemi fotovoltaici, anche in generazione distribuita;
- i sistemi di accumulo;
- i sistemi eolici, nel paragrafo successivo verrà meglio spiegato come modellizzare quest’ultima categoria, vista l’eterogeneità dei modelli disponibili.

1.11.1 Modellizzazione dei sistemi eolici

Generalmente un parco eolico, cioè un sito designato per la generazione di energia eolica, consiste in un gruppo di aero-generatori, questi sono unitamente connessi tra loro attraverso un cavidotto interrato. Generalmente all’impianto eolico è assegnata una cabina o stazione di consegna, dunque, l’energia rinnovabile prodotta viene convogliata lì per essere a sua volta immessa nella rete elettrica di trasmissione (AT - AAT) o distribuzione (MT - BT). In virtù di queste considerazioni, le simulazioni dei sistemi eolici, implementate in PowerWorld, verranno effettuate tramite l’utilizzo di un unico generatore equivalente aggregato.

Il software permette di simulare tutte le quattro tecnologie di generatori eolici esistenti, ovvero i modelli Type 1, 2, 3, 4. Infatti, è bene ricordare che i sistemi eolici sono classificati a seconda della tipologia di macchina elettrica utilizzata, in particolare per questi sistemi si

individuano le quattro tipologie tecnologiche, schematizzate in Fig. 2-14 [7].

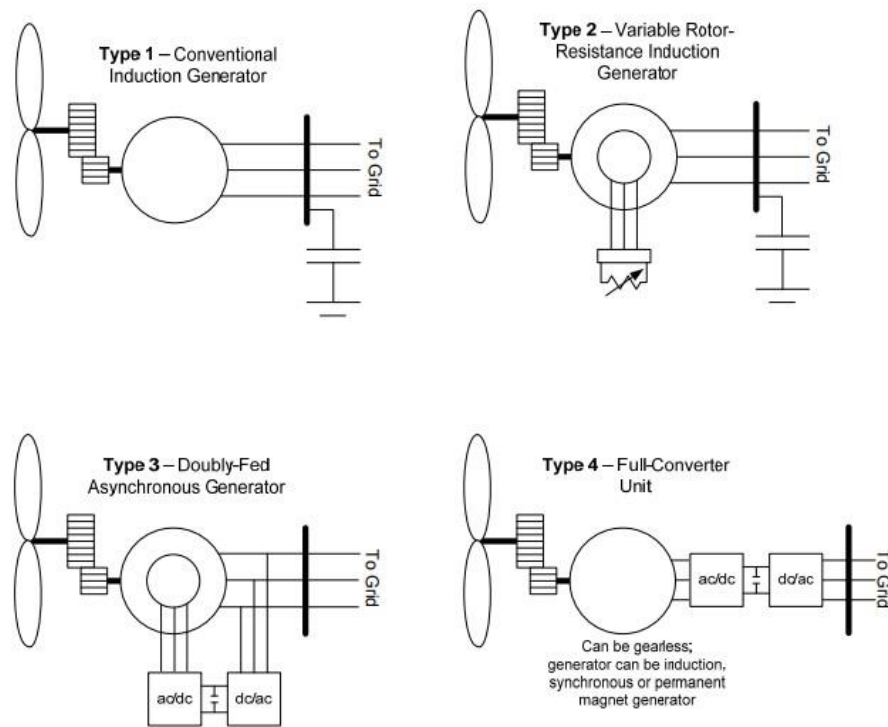


Fig. 1-23 Tecnologie di aero-generatori.

In riferimento alla Fig. 2-14 si individua:

- Type 1: generatore asincrono con resistenza di rotore fissa;
- Type 2: generatore asincrono con resistenza di rotore variabile;
- Type 3: generatore asincrono con doppia alimentazione, il 'Doubly-Fed Induction Generators' (DFIG);
- Type 4: generatore asincrono, sincrono o a magneti permanenti, 'Full Converter'.

In base alla tipologia di aero-generatore scelta, questi modelli vengono gestiti in maniera opportuna all'interno delle simulazioni. In breve, le unità di tipo 1 e 2 funzionano a potenza attiva e reattiva costante, fornendo solo potenza attiva e consumando potenza reattiva; invece, le unità di tipo 3 e 4 sono capaci di effettuare regolazione di tensione e frequenza.

In PowerWorld, i modelli delle turbine eoliche non sono composti dai governor o exciter convenzionali, visti nel paragrafo 2.2, tuttavia la loro modellizzazione può seguire la stessa

logica utilizzata in precedenza per i generatori termici e idroelettrici, in accordo con le seguenti ipotesi:

- Wind Machine Model = Machine Model;
- Wind Electrical Model = Exciter;
- Wind Mechanical Model = Governor;
- Wind Pitch Control = Stabilizer;
- Wind Aerodynamic Model = Stabilizer.

In definitiva, con riferimento alla tabella 2-1 [7], si osserva come le varie combinazioni di questi elementi permettono di modellizzare il sistema FRNP desiderato.

Model Class	Type 3 Wind Second Gen	Type 4 Wind Second Gen	Solar PV	Distributed Solar PV	Energy Storage	Type 1 Wind	Type 2 Wind	Type 3 Wind First Gen	Type 4 Wind First Gen	GE Type 2 Model	GE Type 3 or Type 4
Wind Machine Models	REGC_A	REGC_A	REGC_A	PVD1	REGC_A	WT1G WT1G1	WT2G WT2G1	WT3G WT3G1	WT4G WT4G1	GENWRI	GENWTG
Wind Electrical Models listed as Exciters	REEC_A	REEC_A	REEC_B		REEC_C		WT2E WT2E1	WT3E WT3E1	WT4E WT4E1	EXWTG1	EXWTGE
Wind Mechanical Models listed as Governors	WTGT_A	WTGT_A				WT1T WT12T1	WT2T	WT3T WT3T1	WT4T	WNDTRB	WNDTGE
Wind Pitch Control	WTGPT_A					WT1P_B	WT2P WT12A1	WT3P WT3P1			
Aerodynamic Model	WTGA_A										
Pref Controller Model	WTGTRQ_A										
Plant Controller Model	REPC_A REPC_B	REPC_A REPC_B	REPC_A REPC_B		REPC_A REPC_B						

Fig. 1-24 Combinazione di modelli per la rappresentazione dei sistemi di generazione FRNP.

In accordo con la seconda colonna della tabella 2-1, per esempio un generatore eolico DFIG- Type 3 di seconda generazione, presenta lo schema blocchi illustrato in Fig. 2-15 [7], in particolare, questo modello verrà utilizzato per implementare l'impianto eolico della rete test del Cap. 3.

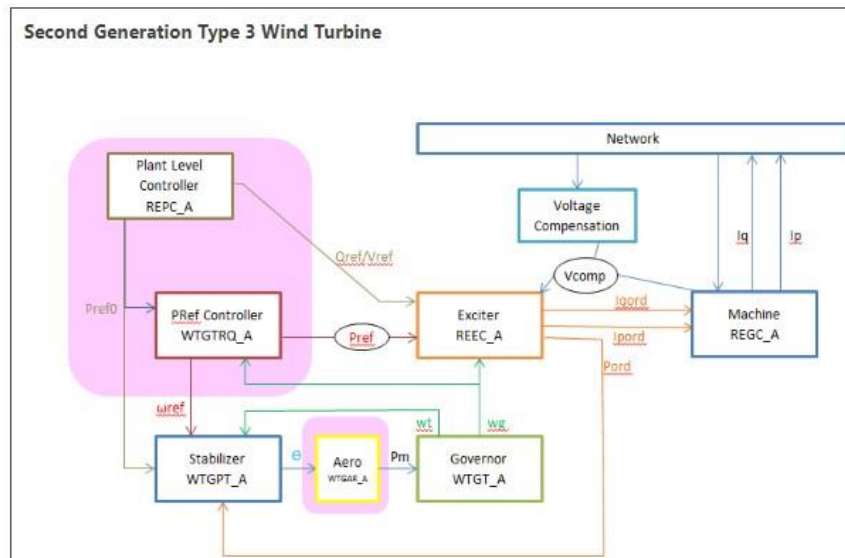


Fig. 1-25 Schema a blocchi del generatore eolico DFIG, in PowerWorld.

1.12 Modellizzazione del carico elettrico

È possibile inserire dei modelli dinamici non solo per rappresentare il sistema di

generazione, ma anche per il carico elettrico. Nell'analisi di 'Transient Stability' i modelli principalmente utilizzati per la rappresentazione del carico elettrico sono di due tipi:

- Modelli per carichi dinamici, es. motori elettrici ad induzione.
- Modelli per carichi statici, normalmente espressi in funzione della tensione e/o della frequenza, attraverso le seguenti relazioni:

Il modello standard generalmente utilizzato per i carichi statici è l'IEEL; esso non è composto da schemi a blocchi tali da implementare specifiche funzioni di trasferimento, ma implementa semplicemente le equazioni sopra indicate [5]. Nella rispettiva interfaccia di configurazione, mostrata in Fig. 2 -17, è possibile editare i valori dei parametri delle equazioni (3.1), così da modificare la risposta dinamica del carico stesso, in funzione delle esigenze che l'utente vuole simulare.

Fig. 1-26 Finestra di configurazione del modello di carico: IEEL.

Capitolo 2

2.1 Tecniche convenzionali per il miglioramento della stabilità transitoria in condizioni d'emergenza nei sistemi elettrici di potenza con generazione RES

(Tina, G. M., S. Licciardello, and D. Stefanelli. "Conventional techniques for improving emergency control of transient stability in renewable-based power systems." 2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC). IEEE, 2018.)

Le centrali alimentate da fonti di energia rinnovabile (FER) hanno raggiunto una percentuale significativa della capacità di generazione totale installata e le rinnovabili sono la fonte in più rapida crescita, supportata da continui guadagni di competitività [11]. Tra gli impianti FER vi è una percentuale rilevante connessa alla rete tramite inverter (es. impianti fotovoltaici) o che non sono in grado di fornire una buona risposta inerziale (es. impianti eolici). Tali generatori sono chiamati Inertia-Free Generators (IFG).

La recente diffusione degli IFG e l'incertezza di funzionamento tipica di alcuni impianti FER stanno rivelando diverse problematiche legate alla sicurezza e stabilità del sistema elettrico. In particolare, il progressivo spegnimento dei grandi gruppi di generazione a combustibili fossili, tradizionalmente dotati di generatori sincroni di grandi dimensioni, sta influenzando l'efficacia della regolazione della frequenza di rete che, come è noto, è legata sia all'equilibrio istantaneo tra generazione e carico che all'inerzia del sistema elettrico. Questa inerzia, direttamente correlata alla quantità di masse rotanti collegate alla rete (generatori e motori), limita l'ampiezza e la velocità delle perturbazioni di frequenza dovute allo squilibrio tra generazione e carico, soprattutto nei primi istanti dopo la perturbazione (circa 500 - 1.000 ms) [12].

Successivamente, i servizi ausiliari di regolazione della frequenza intervengono per ridurre lo squilibrio generazione/carico e per ripristinare il valore di frequenza nominale in rete, come prescritto da ENTSO-E, fig. 2-1 [13]

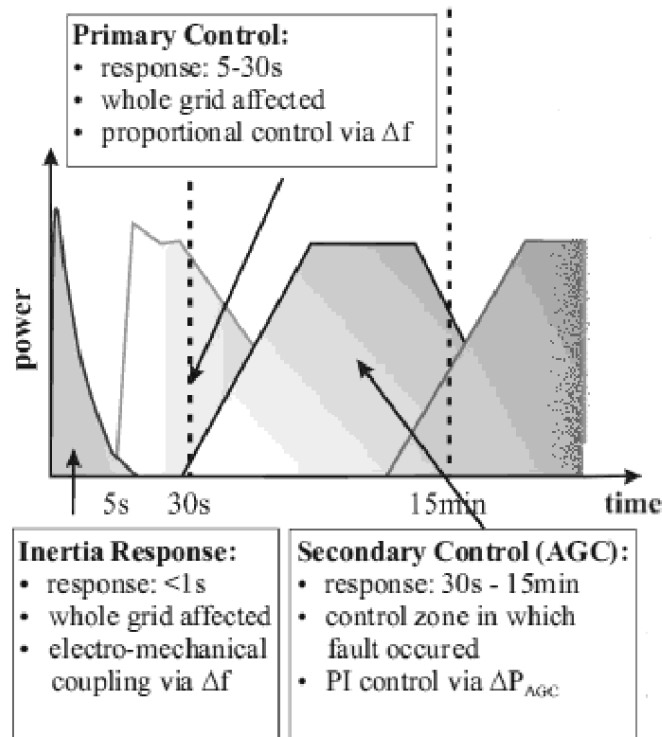


Fig. 2-1 Risposta inerziale e modalità di intervento prescritte da ENTSO-E per l'attivazione sequenziale della regolazione primaria, secondaria e terziaria

La recente diffusione degli impianti FER ha un'influenza profonda e dinamica sul parco di generazione elettrica esistente. Gli impianti FER hanno un costo marginale quasi nullo e una priorità di dispacciamento nei mercati elettrici, rendendo gli impianti convenzionali progressivamente extra-marginali, ovvero le loro offerte non sono competitive sui mercati elettrici. D'altra parte, le caratteristiche degli impianti convenzionale assumono importanza strategica sui mercati dei servizi, in quanto gli impianti con fonte primaria non programmabile, come fotovoltaico ed eolico, sono attualmente esenti dal servizio di regolazione della frequenza [14], ma anche in questo contesto l'equilibrio cambierà a causa dell'apertura dei mercati dei servizi ausiliari anche agli utenti distribuiti ed ai sistemi di tipo FRNP [15]. Molti dei recenti impianti rinnovabili non sono dotati di inerzia intrinseca, in quanto sono interfacciati alla rete tramite convertitori elettronici che disaccoppiano elettricamente la generazione dalla rete [16-18]. Fanno eccezione, ad esempio, gli impianti idroelettrici a velocità costante, gli impianti a biomasse/biogas e gli aerogeneratori di prima generazione basati su generatori asincroni a velocità variabile, oggi in disuso.

Ne consegue che, dal punto di vista del sistema elettrico, la diffusione degli IFG comporta un doppio impatto negativo, in quanto si riducono sia l'inerzia totale della rete che la riserva

primaria disponibile [19]. L'utilizzo di sistemi di trasmissione HVDC (High Voltage Direct Current) al posto dei collegamenti AC, se non specificamente controllati, introduce anche un disaccoppiamento inerziale tra le aree interconnesse, con conseguente riduzione dell'inerzia complessiva del sistema [20].

Ciò significa che il comportamento dinamico dell'intero sistema elettrico cambia continuamente nel tempo, a seconda del mix energetico di generazione sincrona ed inverter-based, il che può compromettere la stabilità transitoria in determinate situazioni, ad es. stabilità transitoria dell'angolo del rotore e, quindi, l'affidabilità [21].

In questo capitolo, facendo riferimento ad una rete test IEEE a 14 bus modificata [24], verranno eseguite delle simulazioni di stabilità transitoria all'interno di diversi scenari con il fine di valutare l'efficacia di alcune soluzioni per il mantenimento della sicurezza operativa nei sistemi elettrici.

Il capitolo è organizzato come segue: il paragrafo 2.2 contiene alcune informazioni di base sul modello di stabilità transitoria; il paragrafo 2.3 descrive le soluzioni basate sui generatori sincroni (SG) proposte in letteratura per superare il problema degli IFG; nel paragrafo 2.4 viene definito il sistema di test IEEE a 14 bus e vengono riportati i risultati delle simulazioni.

2.2 Modello per la stabilità transitoria

La stabilità transitoria delle macchine sincrone dipende da un'ampia gamma di caratteristiche costruttive e condizioni operative [25], tra cui: inerzia (legata al motore primo ed al generatore), sistema di eccitazione, carico pre-disturbo e durata/natura del disturbo.

La stabilità transitoria di un SG connesso ad un sistema che, per approssimazione, consideriamo composto da infinite sbarre può essere spiegata considerando la ben nota equazione di 'swing' (1), che descrive la risposta inerziale delle masse rotanti a seguito di uno squilibrio tra la potenza meccanica applicata all'albero P_m [MW] e la potenza elettrica fornita dal generatore P_e [MW]:

$$J \cdot \omega_o \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (1)$$

Dove:

- J è il momento d'inerzia dell'unità [kg·m²];
- ω è la velocità di rotazione dell'unità [rad/s];
- ω_0 è il valore nominale di ω [rad/s];

La costante d'inerzia di un sistema elettrico, H , è definita come la capacità delle macchine rotanti, ad esso direttamente collegate, di immagazzinare o fornire energia cinetica a seguito di variazioni di frequenza risultanti da squilibri tra generazione e carico [17]. H , espresso in [MW·s / MVA], o in [s], si ottiene normalizzando l'energia cinetica di una macchina rotante, E_{cin} , alla sua potenza nominale apparente S_n [MVA]. Da tale normalizzazione si ottiene la costante di inerzia H , cioè:

$$H = \frac{E_{cin}}{S_n} = \frac{J(2\pi f)^2}{2S_n} \quad (2)$$

Si deduce che, in un sistema complesso composto da n -macchine rotanti per una potenza apparente totale pari a S_{tot} [MVA], la derivata della frequenza df/dt , detta RoCoF (Rate of Change of Frequency), è inversamente proporzionale all'inerzia totale costante del sistema, H_{tot} [s], come mostrato nell'equazione (3). Tale inerzia totale è pari alla somma delle inerzie delle i -esime macchine collegate, H_i [s], pesate con la potenza di base delle macchine stesse, S_i [MVA]. Il disturbo di potenza può essere espresso in funzione della potenza generata P_m [MW] e di quella del carico P_e [MW].

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_n}{2H_{tot}S_{tot}} (P_m - P_e) = \frac{f_n}{2\sum_{i=1}^n H_i S_i} (P_m - P_e) \quad (3)$$

Il valore della costante di inerzia dipende dal tipo di macchina rotante, dalle dimensioni e dalla velocità di rotazione [17].

Se si verifica un disturbo sulla rete che riduce la P_e erogabile, lo squilibrio tra P_m e P_e farà aumentare la velocità della macchina per immagazzinare l'energia in eccesso, e di conseguenza aumenterà l'angolo elettrico (essendo questo uguale all'angolo meccanico moltiplicato per il numero di poli della macchina). Se un disturbo è troppo grande o persiste abbastanza a lungo, l'angolo elettrico aumenterà fino a quando non si verifica la perdita di sincronismo.

2.3 Controllo della stabilità transitoria in condizioni d'emergenza

Le principali soluzioni che possono essere applicate ad un SG per migliorare la sua risposta di stabilità transitoria durante una perturbazione possono essere raggruppate in tre categorie:

- 1) Fast Excitation System (FES): un notevole miglioramento della stabilità transitoria può essere ottenuto con i FES degli SG aumentando la corrente di campo per aumentare la tensione interna della macchina e, quindi, per produrre più energia elettrica durante il guasto. Questa tecnica è molto efficace per i guasti che si verificano più lontano dal SG. I controller di eccitazione non lineare sono progettati in modo robusto per funzionare in un'ampia gamma di condizioni operative. In [26] viene descritto un controllore non lineare multivariabile che tiene conto della dinamica dei regolatori automatici di tensione e velocità per ottenere il miglioramento simultaneo della stabilità dell'angolo di rotore e la regolazione post-guasto della tensione ai terminali. Un controllore a linearizzazione parziale di feedback per sistemi multi-macchina, ottenuto includendo la deviazione di velocità dei SG come funzione di uscita, è riportato in [27];
- 2) le resistenze di frenatura sono utilizzate per aumentare la stabilità transitoria agendo sulla potenza elettrica, quindi durante il disturbo transitorio viene applicato un carico elettrico artificiale per aumentare la potenza elettrica e ristabilire l'equilibrio, o almeno minimizzare la differenza tra potenza meccanica ed elettrica.
In [28,29] sono proposte due varianti di resistenza di frenatura, una con raddrizzatore a tiristori e l'altra con raddrizzatore a diodi e chopper, mentre in [30] è riportata una resistenza di frenatura controllata in logica fuzzy. Per l'applicazione pratica delle resistenze di frenatura è necessario considerare attentamente i costi di installazione, le sollecitazioni torsionali sull'albero e altri effetti negativi aggiuntivi che possono verificarsi;
- 3) Il Fast Valving (FV) della turbina è una tecnica efficace per migliorare la stabilità transitoria riducendo rapidamente la potenza meccanica durante il guasto quando la potenza elettrica scende a un valore inferiore e crea una differenza tra potenza meccanica ed elettrica, portando ad un'accelerazione della macchina. Per contrastare tale squilibrio, i generatori dotati di FV abbassano rapidamente la potenza meccanica applicata alla macchina per ridurre al minimo la potenza di accelerazione. Il FV può essere applicato solo alle unità termiche [31].

In [32], il FV è integrato da una resistenza di frenatura ed è stato introdotto un concetto di controllo coordinato di entrambe le tecniche. Il metodo combinato utilizza i vantaggi del FV e della resistenza di frenatura, risolvendo i problemi di entrambe le tecniche quando applicate separatamente. Ad esempio, quando si verificano guasti vicino ai terminali del generatore, la tensione diminuisce notevolmente e la resistenza di frenatura non può essere attiva fino a quando il guasto non viene eliminato. Tuttavia, il FV può essere applicato fin dall'inizio del guasto, il che consente di controllare efficacemente l'accelerazione del rotore durante il periodo di guasto. Inoltre, la resistenza di frenatura deve condividere solo il carico parziale, riducendo il lavoro e la dissipazione del calore.

2.4 Stabilità transitoria in PowerWorld

Per verificare numericamente l'effetto del sistema di eccitazione e del FV in un sistema di alimentazione è stata utilizzata la rete test IEEE 14 modificata [24] (vedi Fig. 2-2). Le principali caratteristiche della rete sono riportate in Tab. 2-1. Le simulazioni sono state sviluppate tramite l'utilizzo del software Powerworld.

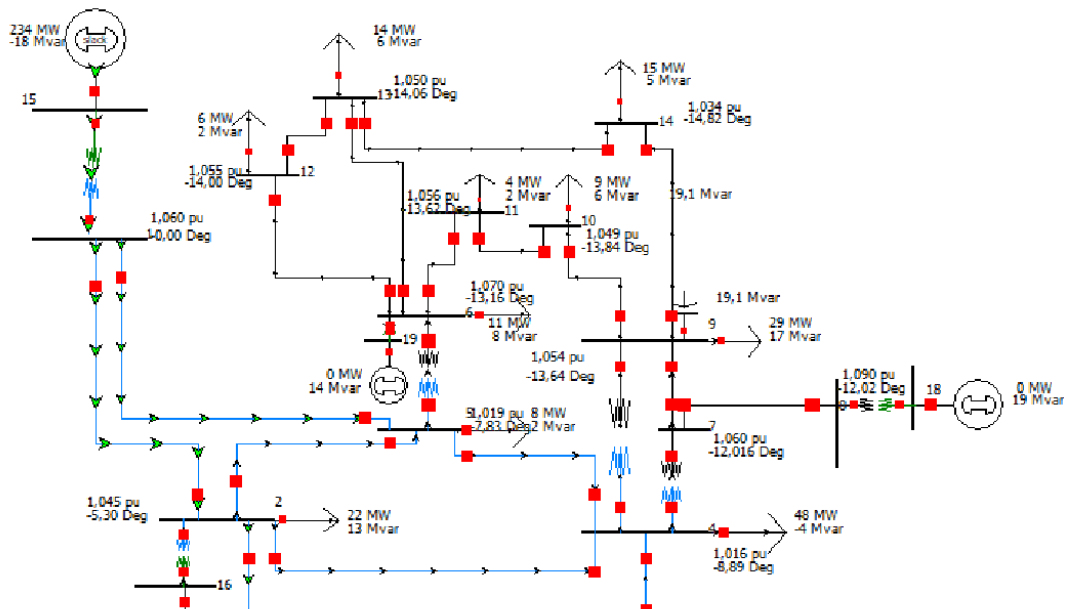


Fig. 2-2 Rete modellizzata (IEEE 14 Bus test network modificata [14]).

Tab. 2-1 Caratteristiche principali dei generatori sincroni.

Operation	Sync. Gen. (1)	Sync. Gen. (2)	Sync. Gen. (3)	Sync. Gen. (4) e (5)
Bus.	15	16	17	19, 18
Rated power (MVA)	448	100	40	25
Rated voltage (kV)	22	13.8	13.8	13.8
H(s)	2.656	4.985	1.520	1.200
Generation model	GENROU	GENROU	GENROU	GENROU
Exciter model	IEEET1	IEEET1	IEEET1	IEEET1
Governor model	BPA_GG	BPA_GG	-	-

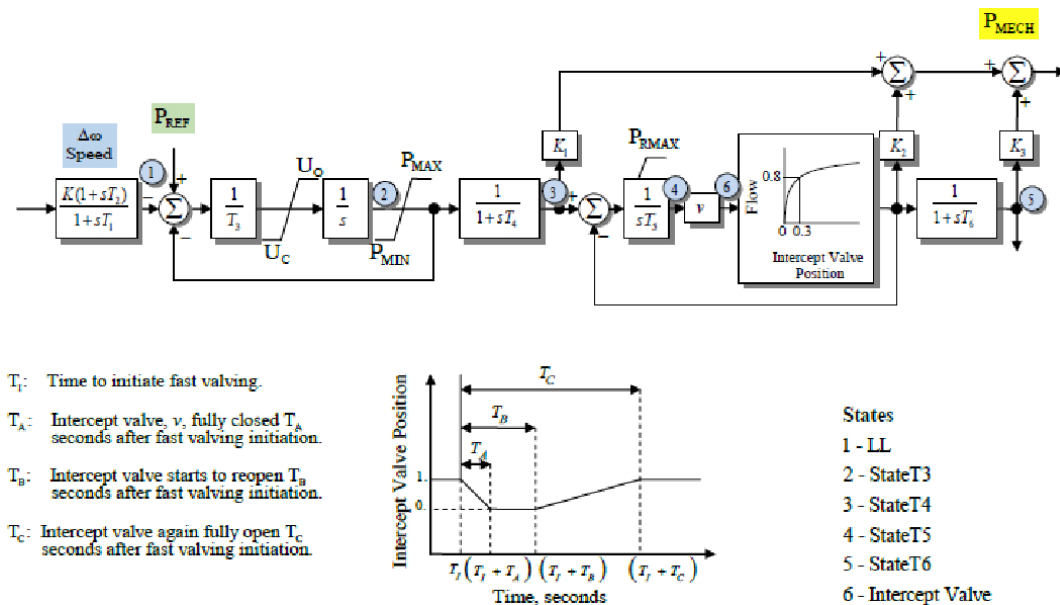


Fig. 2-3 Schema a blocchi governore TGOV3.

Si considerano due tipi di contingenza, che producono un transitorio di sovra-frequenza:

- A. un guasto al bus 14 a 0,5 [s], con rientro a 1 [s].
- B. una variazione della domanda di carico del -10 % (il carico iniziale è 279 [MW]), per evitare incertezze sulla variazione del carico le resistenze di linea sono state ripristinate.

Facendo riferimento alla contingenza A, la fig. 2-4 mostra l'effetto di una riduzione dell'inerzia sulla frequenza durante e dopo il guasto. L'effetto di riduzione è ottenuto tramite la progressiva disinserzione dei SG all'interno della rete. È evidente che la riduzione

dell'inerzia fa aumentare l'incremento di frequenza, mentre, dopo il guasto, il sistema a bassa inerzia è più rapido nel raggiungere nuovamente la frequenza di riferimento. L'inerzia rappresenta un meccanismo intrinseco, come l'effetto autoregolante dei carichi. Quest'ultimo effetto non è stato considerato nei risultati riportati in Fig. 2-4, così come non sono state considerati le azioni di controllo tipiche (es. eccitazione e controllo della regolazione primaria).

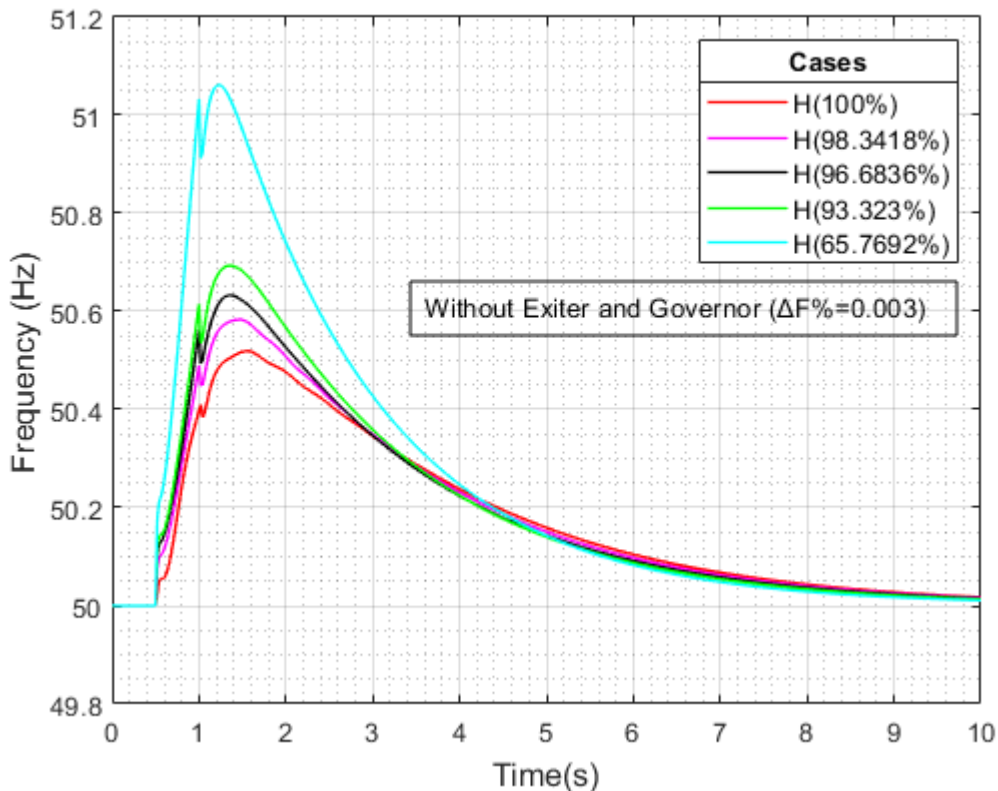


Fig. 2-4 Contingenza (A): impatto dell'inerzia del sistema sulla frequenza. I grafici sono stati tagliati nel momento in cui l'errore di frequenza massimo, $\Delta F(\%)$ è inferiore a 0,03

Tra i possibili valori di inerzia che la rete test può assumere, abbiamo considerato il caso peggiore per sviluppare le ulteriori simulazioni, tenendo collegato alla rete solo il generatore 1.

Come descritto nel par. 2.3, una soluzione fattibile per migliorare la stabilità transitoria dell'angolo di rotore si basa sull'uso di FV. Questa opzione è disponibile in Powerworld, tramite alcuni modelli di regolatore specifici, come TGOV3 (Fig. 2-3), che includono tale caratteristica. Questa opzione permette di selezionare il tempo di avvio della valvola rapida. Dopo aver scelto tale tempo, è possibile specificare una deviazione di frequenza in rad/sec o un tempo in secondi come Fast Valving Parameter (rad/sec o sec). Le Figg. 2-5 e 2-6

mostrano i grafici di stabilità transitoria dopo, rispettivamente, le contingenze A e B. In ogni grafico sono riportate 6 curve che corrispondono a cinque casi di tempo di attivazione del FV in secondi (0.001, 0.01, 0.25, 0.5, 1.0) e un grafico che traccia la risposta del sistema senza FV. Nello specifico i grafici mostrano, come indicato, l'andamento della frequenza e della potenza del sistema prodotta dal generatore 1 dotato sia di regolatore ed eccitatore e, successivamente, dotato di solo regolatore.

Il FV riduce la sovra-frequenza, ma c'è sempre un'evidente oscillazione del rotore all'indietro, con conseguente deterioramento della stabilità del sistema. Per ridurre tale impatto, gli effetti della modifica dei tempi morti e dei tempi di riapertura della valvola di intercettazione dovrebbero essere studiati e analizzati per ridurre questo inconveniente.

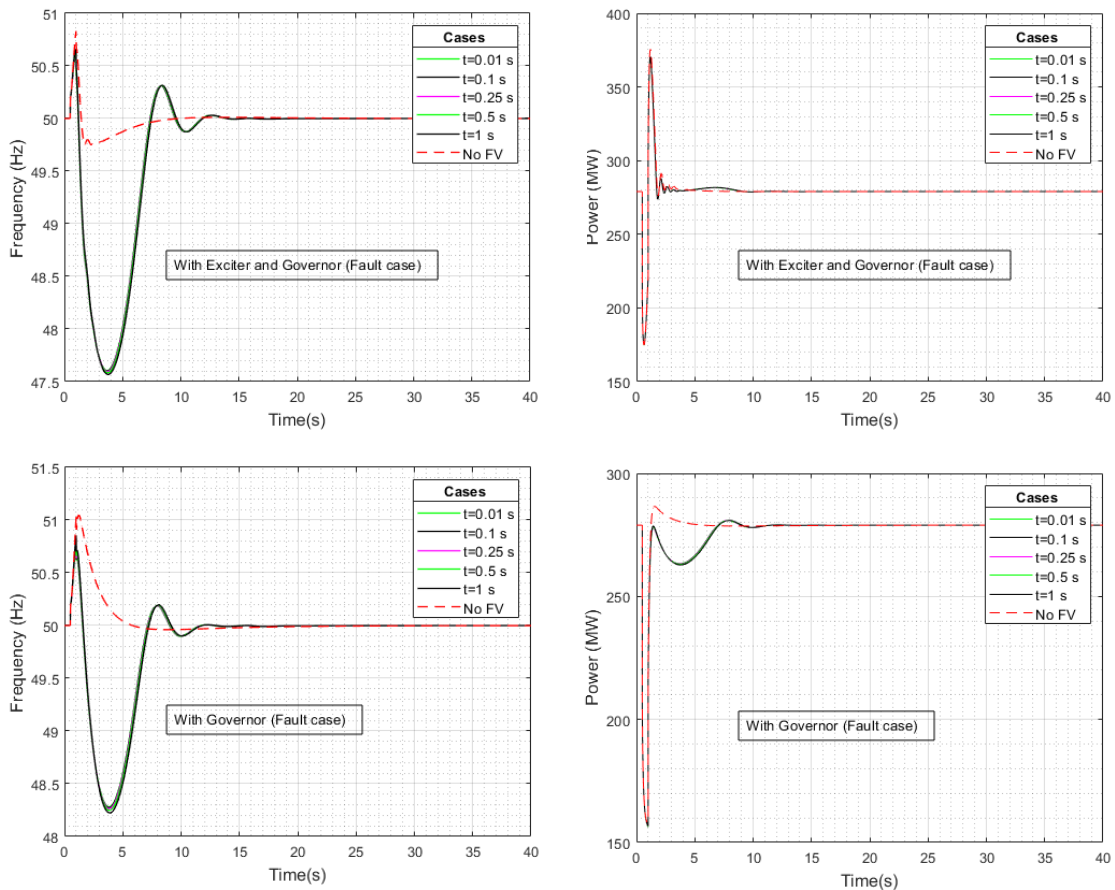


Fig. 2-5 Grafici di stabilità transitoria dopo la contingenza (A):
 frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore ed
 eccitatore; frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di
 regolatore.

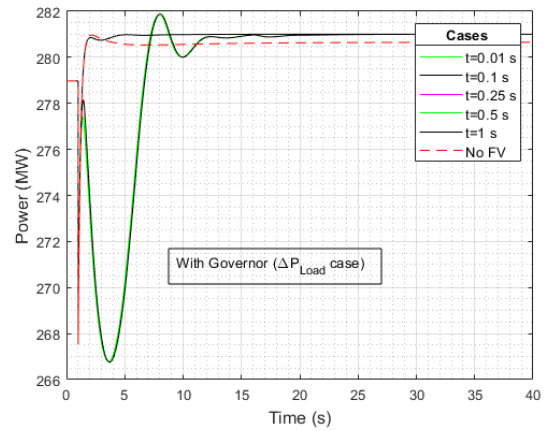
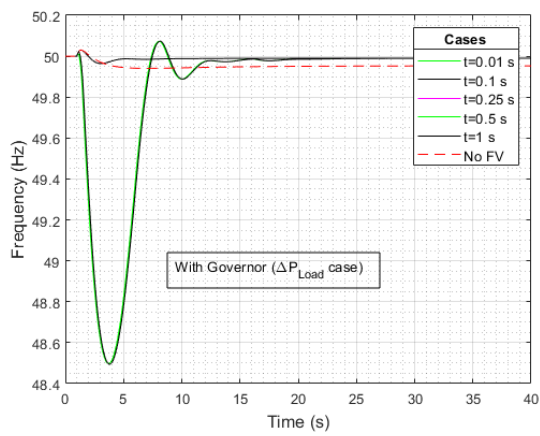
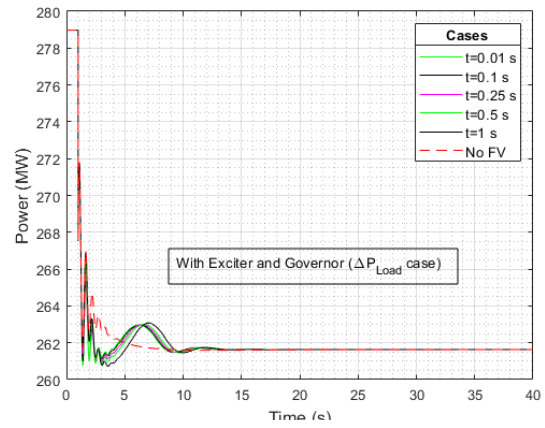
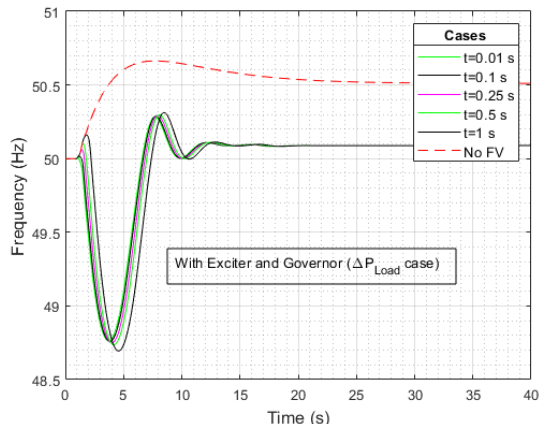


Fig. 2-6 Grafici di stabilità transitoria dopo la contingenza (B): frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore ed eccitatore; frequenza e potenza prodotta dal generatore 1, dotato di regolatore.

Capitolo 3

Miglioramento della stabilità transitoria: caso studio su rete IEEE 9 Bus mediante PowerWorld

(Tina, G.M.; Maione, G.; Licciardello, S.; Stefanelli, D. Comparative Technical-Economical Analysis of Transient Stability Improvements in a Power System. *Appl. Sci.* **2021**, *11*, 11359. <https://doi.org/10.3390/app112311359>)

L'attuale transizione energetica, richiesta dal problema della sostenibilità ambientale degli ultimi decenni, sta cambiando il paradigma della generazione elettrica. L'attuale modello di generazione centralizzata viene sostituito da un modello di generazione distribuita e da una crescente presenza di capacità di generazione basata su FER.

La transizione energetica sta cambiando le caratteristiche del sistema di alimentazione elettrica (EPS). Una delle proprietà più importanti di un EPS è la stabilità del sistema, in particolare la stabilità transitoria.

Il sistema di alimentazione è costantemente esposto a disturbi di varia natura: guasti, squilibri di potenza dovuti a variazioni di carico o di generazione, manovra di interruttori e così via. Queste contingenze fanno sì che grandezze come frequenza, tensioni e angoli di rotore dei generatori si discostino dai valori nominali. La stabilità transitoria è la capacità del sistema di resistere ai transitori causati dall'evento di disturbo e ripristinare le condizioni nominali di funzionamento.

In questo contesto vengono considerati due concetti di stabilità di potenza generalmente accettati nelle definizioni di sistema di alimentazione elettrica, quali [33]:

- a) Stabilità dell'angolo del rotore: quando tutte le macchine sincrone in un sistema di alimentazione funzionano in sincronia tra loro anche dopo un disturbo, si dice che il sistema di alimentazione ha stabilità dell'angolo di rotore;
- b) Stabilità di frequenza: è la capacità del sistema di mantenere frequenze stabili dopo disturbi dovuti a discrepanze tra generazione e carico.

L'analisi della stabilità transitoria riguarda generalmente l'analisi degli effetti dei maggiori disturbi, come i guasti di linea [34].

Quando si verifica un guasto trifase vicino a un generatore, la capacità di quella macchina di trasferire la potenza varia dal 100% a zero. Pertanto, deve essere considerata una gamma molto più ampia di risposte del sistema e l'analisi è essenzialmente non lineare. Diverse

variabili influenzano la stabilità transitoria, quindi il miglioramento della stabilità transitoria può essere ottenuto riducendo la gravità del guasto (ad esempio, una più rapida eliminazione dello stesso) o aumentando il tempo critico di eliminazione (Fault Clearing Time). Le tecniche per migliorare la stabilità del sistema mirano a ottenere uno o più dei seguenti effetti [35]:

- a) Ridurre l'impatto o la gravità del guasto: questo effetto può essere ottenuto mediante tempi di eliminazione del guasto più brevi, interruttori rapidi e quindi riducendo la gravità del guasto diminuendo l'angolo di eliminazione;
- b) Aumentare le forze di sincronizzazione per ripristinare un funzionamento stabile dopo un disturbo. Questo effetto può essere ottenuto tramite l'utilizzo di FACTS, fornendo supporto di tensione su una lunga linea di trasmissione;
- c) Ridurre la potenza di accelerazione o decelerazione controllando il motore primo per bilanciare la potenza meccanica ed elettrica;
- d) Applicazione di un carico artificiale ad un generatore sincrono per ridurre la potenza di accelerazione, aumentando dunque la potenza elettrica.

Le soluzioni migliorative possono essere suddivise anche in soluzioni strutturali ed operative. Le soluzioni strutturali mirano a ridurre la reattanza del sistema, che può essere ottenuta aggiungendo linee di trasmissione parallele e/o utilizzando un trasformatore con reattanza a bassa dispersione. Poiché queste due tecniche per ridurre la reattanza del sistema sono piuttosto costose, altre tecniche come la compensazione in serie fissa o variabile basata su FACTS possono essere considerate alternative convenienti. Le soluzioni operative possono essere nuovamente suddivise in tecniche preventive e di emergenza. Nel controllo preventivo vengono comunemente utilizzate la riprogrammazione del generatore e la compensazione in serie, mentre nel controllo di emergenza la maggior parte delle tecniche mira a supportare la tensione in condizioni di guasto. Come visto nel capitolo precedente, un miglioramento significativo della stabilità transitoria può essere ottenuto con i sistemi di eccitazione a risposta rapida dei generatori sincroni, aumentando la corrente di campo per aumentare la tensione interna della macchina e quindi evacuando più energia elettrica durante il guasto, il che riduce l'area di accelerazione e porta ad un aumento nel Critical Clearing Time (CCT). Questa soluzione è molto efficace per guasti che si verificano più lontano dal generatore e dove la tensione sul bus del generatore è maggiore di zero. Static VAr Compensator (SVC) e Static Synchronous Compensator (STATCOM) sono in grado di

controllare la tensione/potenza reattiva al loro punto di connessione. Possono migliorare il profilo di tensione del sistema controllando la tensione su uno dei bus richiesti [35][36][37][38][39].

La diffusione e il crescente interesse per l'introduzione di soluzioni innovative nella rete elettrica sono giustificati anche dall'obiettivo di aumentare la produzione di energia elettrica da FER (come indicato nella Roadmap europea e da ENTSO-E) [40]. Tuttavia, il raggiungimento di questo obiettivo comporta alcune sfide relative alla stabilità del sistema elettrico. Per superare queste sfide, i TSO stanno implementando diverse misure di ammodernamento basate su dispositivi elettronici di potenza e la conversione di unità di produzione dismesse (es. carbone) per la fornitura di servizi ausiliari (es. condensatore sincrono), in linea con i principi di l'economia circolare. Tali azioni di ammodernamento possono essere realizzate anche attraverso la revisione dell'attuale assetto di rete quando le soluzioni fin qui presentate non risultano efficaci, come la realizzazione di nuovi elettrodotti.

Gli studi di stabilità transitoria consentono di verificare se il sistema può resistere ai transitori causati da un evento di disturbo. Il limite di stabilità è determinato calcolando l'angolo di compensazione massimo e il tempo di compensazione critica (CCT), che descrive il tempo impiegato dal generatore per passare dall'angolo iniziale del rotore all'angolo critico del rotore. Maggiore è il CCT, più grave è il disturbo che il generatore o il sistema può sopportare.

Per un confronto completo, la sola analisi tecnica non è sufficiente per valutare appieno l'effettiva fattibilità di una soluzione allo studio. È importante considerare anche l'aspetto economico della soluzione in questione. Il costo può essere uno dei criteri decisionali più importanti sia per i TSO che per le utility. Per questo motivo in letteratura sono presenti diversi tipi di valutazioni economiche, si veda [38][41].

In questo documento viene eseguita un'analisi comparativa delle soluzioni per migliorare la stabilità transitoria, sia in termini di stabilità dell'angolo di rotore che in termini di stabilità della frequenza. Queste soluzioni sono SVC, STATCOM, un sistema di eccitazione veloce e il raddoppio di una linea di trasmissione. L'obiettivo è comprendere e valutare quali vantaggi apportano queste soluzioni alla stabilità transitoria. Le simulazioni numeriche vengono eseguite utilizzando il software PowerWorld Simulator. Il sistema IEEE 9-bus viene utilizzato come caso di studio [39].

Gli obiettivi di questo capitolo sono:

- Eseguire un'analisi di sensibilità per determinare: la posizione peggiore di un guasto di linea trifase per la stabilità dell'angolo di rotore e la posizione più efficace per installare la doppia linea, SVC o STATCOM;
- Eseguire un'analisi dell'impatto sulla stabilità dell'angolo di rotore al variare dell'assetto della rete, variando i valori di SCR (Short-Circuit-Ratio) al bus di installazione dei FACTS;
- Valutare l'impatto sulla stabilità della frequenza transitoria, in particolare l'impatto dell'installazione di SVC e STATCOM. Queste soluzioni forniscono ai TSO un controllo dinamico durante le contingenze;
- Condurre una valutazione economica dell'uso di FACTS. Questa analisi economica si concentra sui risparmi economici, ad es. evitato il distacco del carico, ottenuto dai TSO durante l'utilizzo di questi dispositivi.

Il capitolo è organizzato come segue. Il paragrafo 3.1 presenta le soluzioni per migliorare la stabilità transitoria. Il sistema studiato e le fasi della simulazione sono descritti nel paragrafo 3.2. Nel paragrafo 3.3 vengono testate le soluzioni proposte per migliorare la stabilità dell'angolo del rotore. Gli stessi dispositivi vengono quindi utilizzati per migliorare la stabilità della frequenza: questa analisi è descritta nel paragrafo 3.4. Le considerazioni economiche sui dispositivi FACTS, SVC e STATCOM, sono sviluppate nel paragrafo 3.5.

3.1 Descrizione dei metodi di miglioramento della stabilità

Sono note diverse tecniche/soluzioni per migliorare i margini di stabilità transitoria nei sistemi di alimentazione. Come descritto in [35], queste sono divise in tecniche convenzionali e basate su RES. In questo studio vengono considerate solo le tecniche convenzionali per il miglioramento della stabilità transitoria. Poiché non viene eseguito alcuno studio OPF, la tecnica di re-dispacciamento non viene considerata.

Le soluzioni migliorative considerate in questo studio sono il controllo preventivo della stabilità transitoria:

- Riduzione delle reattanze del sistema: ciò può essere ottenuto aggiungendo appropriate linee di trasmissione parallele.

E controllo di stabilità transitorio di emergenza:

- Sistema di eccitazione veloce: controllo rapido del circuito di eccitazione di campo per migliorare la tensione ai terminali del generatore in condizioni transitorie, riducendo così le oscillazioni nel sistema elettrico;
- Compensazione shunt variabile: FACTS con la capacità di regolare la tensione in punti selezionati del sistema di alimentazione variando la potenza reattiva per aiutare a migliorare la stabilità transitoria aumentando il flusso di potenza di sincronizzazione tra i generatori.

Tra i FACTS, sono state implementate le seguenti due soluzioni:

1. SVC (Static Var Compensator): basato su dispositivi elettronici di potenza ed elementi passivi. Consentono una rapida regolazione della tensione ai nodi di interconnessione iniettando opportunamente potenza reattiva. L'efficacia di questo dispositivo dipende dalla posizione di installazione nella rete;
2. STATCOM (STATIC Synchronous COMPensator): è costituito da un convertitore di sorgente di tensione, un trasformatore di accoppiamento shunt e una sorgente DC, solitamente un condensatore. Questo dispositivo viene utilizzato per regolare la tensione del punto di connessione in un sistema di alimentazione mediante l'iniezione e l'assorbimento di potenza reattiva nel sistema.

3.2 Descrizione della rete IEEE 9 bus

Il sistema IEEE 9-bus è un modello di test ampiamente utilizzato per una varietà di studi di simulazione dinamica e stazionaria da parte di ricercatori e ingegneri per simulare nuovi algoritmi, in particolare studi di stabilità del sistema di alimentazione [39] [52] [53]. Il numero limitato di nodi di questa rete test è infatti utile per analizzare e confrontare in modo completo gli effetti di diversi parametri, come un guasto su una linea o il nodo su cui è possibile installare FACTS. Inoltre, diventano chiare le relazioni azione-effetto sulle grandezze elettriche e meccaniche.

Il sistema è composto da tre carichi, tre trasformatori e tre generatori interconnessi da una rete di 9 bus. In questo documento, viene simulata una versione modificata del sistema IEEE 9-bus, mostrata in Fig.3-1, utilizzando il software PowerWorld Simulator per studi di stabilità transitoria.

La potenza di base del sistema è di 100 [MVA] [42], mentre i valori di potenza di base dei generatori sono riportati in Tabella 3-1. La lunghezza delle linee è determinata a partire dai parametri tipici per le linee di trasmissione a 230 [kV] in [43], eguagliando i valori in pu per la reattanza delle linee in [39][42].

Inoltre, il sistema di Fig.3-1 riporta una linea in parallelo aggiuntiva tra i bus 5 e 7 e un dispositivo FACTS sul bus 8. Queste scelte sono giustificate dalle analisi di sensibilità illustrate più avanti.

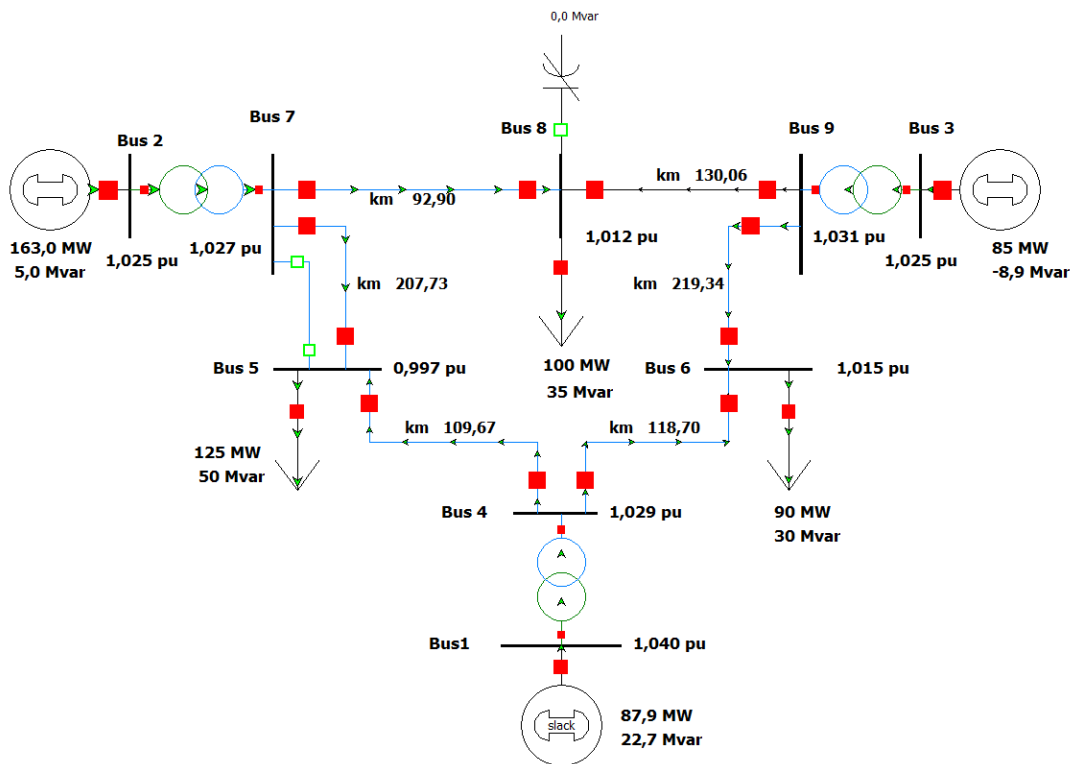


Fig. 3-1 Rete IEEE 9 Bus modificata

Nel caso base, i cui risultati del load-flow sono mostrati in Fig.3-1, sia la rete in parallelo che il dispositivo FACTS sono disconnessi.

L'analisi della stabilità transitoria della rete test viene eseguita simulando un cortocircuito trifase ed in questo contesto vengono analizzate e confrontate le soluzioni per migliorare tale stabilità. Per eseguire tale analisi i modelli dinamici di ciascun componente devono essere adeguatamente implementati. I modelli utilizzati per implementare i generatori sincroni del sistema IEEE 9-bus sono riassunti nella Tabella 3-1, dove tutti i parametri sono impostati sui valori di default. La risposta in frequenza del carico non è considerata perché, come si

può vedere in [44], il modello di carico più comunemente usato per studi statici e dinamici è il modello di carico a potenza costante. Inoltre, come riportato in [45], l'effetto del modello di carico esponenziale, in cui viene considerato solo il termine di tensione del modello mentre viene trascurato il termine di frequenza, dipende dai suoi parametri. Questo tipo di studio richiede un'analisi approfondita del modello di carico, che esula dallo scopo di questo documento. Questa scelta è in linea con altri studi simili [39] [52] [53]. In questo modo i risultati riportati in questo lavoro possono essere confrontati con quelli pubblicati in letteratura.

Tab. 3-1 Potenze di base e modelli per i generatori della rete IEEE 9

Gen.	1	2	3
<i>Base MVA</i>	247.5	192	128
<i>Exciter</i>	IEEET1	IEEET1	IEEET1
<i>Governor</i>	IEESGO	IEESGO	IEESGO
<i>Stabilizer</i>	PSS2A	PSS2A	PSS2A

Per questo caso studio, l'analisi della stabilità transitoria è suddivisa nei seguenti passaggi:

- Inizializzare il sistema con l'analisi del load flow;
- Ad 1 [s] si applica un cortocircuito simmetrico trifase ad una linea di trasmissione;
- La durata del guasto, FCT (Fault Clearing Time), è di 0,35 [s];
- La durata della simulazione è di 10 [s];
- Il time-step della simulazione è di 5 [ms].

Per analizzare l'effetto del cortocircuito sulla stabilità dell'angolo di rotore, viene eseguita un'analisi di sensibilità della posizione del guasto applicandolo in ciascuna linea del sistema. Inoltre, per determinare la migliore posizione del bus per le soluzioni migliorative, viene eseguita un'analisi di sensibilità per la posizione delle stesse collegandole a ciascun bus di carico del sistema. Per semplicità, la Tabella 3-2a mostra il confronto tra i risultati delle analisi di sensibilità ottenute con e senza il contributo del dispositivo di miglioramento (STATCOM, in questo caso). La decisione di mostrare solo i risultati ottenuti con lo STATCOM è dovuta al fatto che la differenza tra questi risultati e quelli ottenuti con l'SVC è molto piccola (come mostrato nei paragrafi seguenti). Questi risultati mostrano che il guasto più critico viene ottenuto eseguendo il corto circuito sulla linea 7-8. Per questa

posizione del guasto, la migliore posizione del bus per il dispositivo di miglioramento è il bus 8.

Per capire quale linea deve essere raddoppiata per ottenere il miglioramento più efficace, vengono considerate le due linee più lunghe (con reattanza maggiore), cioè le linee 5-7 e 6-9. Queste analisi di sensibilità sono mostrate nella Tabella 3-2b. Si può notare che il valore più piccolo dell'angolo massimo di rotore si ottiene raddoppiando la linea 5-7.

Tab. 3-2a Analisi di sensibilità sul massimo valore di angolo di rotore [deg] per il posizionamento della linea in parallelo.

Line Fault location	w/o device	Device location (STATCOM)			Gen.
		Bus 5	Bus 6	Bus 8	
4-5	71.38	71.57	70.75	67.06	2
4-6	57.39	57.56	56.67	53.58	2
5-7	102.65	102.67	102.39	98.89	2
6-9	67.22	67.51	66.86	64.37	3
7-8	139.02	138.95	140.28	137.5	2
8-9	83.1	81.31	83.17	81.98	2

Tab. 3-2b Analisi di sensibilità sul massimo valore di angolo di rotore [deg] per il posizionamento della linea in parallelo.

Line Fault location	w/o Parallel line	Parallel line		Gen.
		5-7	6-9	
7-8	139.02	116.31	127.28	2

Il cortocircuito nella linea di trasmissione porta a oscillazioni dell'angolo di rotore dei generatori. La Fig. 3-2 mostra le curve dell'angolo di rotore dei tre generatori prima e dopo il guasto. Gli angoli sono calcolati rispetto all'angolo di carico del generatore 1. Il generatore 2 è il generatore più sollecitato, il suo angolo di rotore raggiunge il valore massimo di 139,02°. Il generatore 2 verrà dunque preso come riferimento per gli studi che verranno mostrati di seguito.

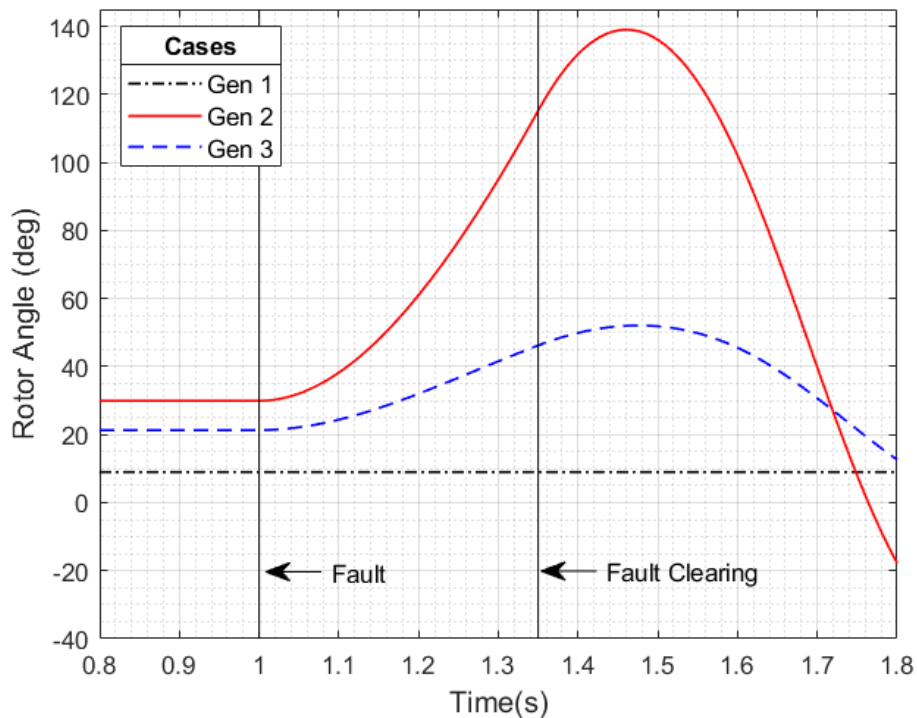


Fig. 3-2 Valori dell'angolo di rotore dei tre generatori, $FCT=0.35s$

3.3 Descrizione della rete IEEE 9 bus modificata

Le soluzioni migliorative, descritte nel Parag. 3.2, verranno adesso collegate al sistema IEEE 9 bus (Fig.3-1) al fine di analizzare i loro effetti sulla stabilità dell'angolo di rotore. Le caratteristiche principali di tali sistemi sono:

- Dispositivo SVC da ± 50 MVar connesso al bus di carico 8. Il modello SVMISO1 è utilizzato per implementare l'SVC in PowerWorld Simulator. Il modello dello schema a blocchi e i parametri modificati sono elencati nella Tabella 3-3 (gli altri parametri sono impostati sui valori di default);
- Dispositivo STATCOM da ± 50 MVar connesso al bus di carico 8. Per implementare lo STATCOM in PowerWorld Simulator viene utilizzato il modello SVMISO3. Lo schema a blocchi del modello ed i parametri modificati sono riportati in Tabella 3-3 (gli altri parametri sono fissati ai valori di default);
- Eccitatori ad azione rapida. L'eccitatore standard IEEE1 dei tre generatori è sostituito dal modello di eccitatore ad azione rapida EXST4B (IEEE ST4B). Il modello dello schema a blocchi e le principali differenze tra IEEE1 e EXST4B in

termini di parametri sono elencate nella Tabella 3-4 (tutti i parametri sono impostati sui valori predefiniti per entrambi i modelli)

- La linea di trasmissione viene posizionata in parallelo alla linea già esistente tra i bus 5 e 7.

Tab. 3-3 Modelli e parametri per SVC e STATCOM

SVC model (SVSMO1)		STATCOM model (SVSMO3)	
Parameter	Value	Parameter	Value
Continuous Nom Mvar/ Switching Nom Mvar	-50 min; +50 max	Continuous Nom Mvar/ Switching Nom Mvar	-50 min; +50 max
Bmax	0.5 p.u.	Modbase	50 MVA
Bmin	-0.5 p.u.	Imax	1 p.u.

Tab. 3-4 Modelli e parametri per IEEET1 e EXST4B

IEEET1 model		EXST4B model	
Parameter	Value	Parameter	Value
K_A	3.15	K_{pr}, K_{ir}	50
T_A (sec)	0.035	T_A (sec)	0.4
K_E	1	K_{pm}	-0.06
T_E (sec)	6.5	K_p (sec)	0.6
K_F	0.08	K_C	0.09

3.3.1 Analisi della stabilità transitoria della rete IEEE 9 Bus modificata

I risultati dell'analisi effettuata per studiare gli effetti delle soluzioni presentate sono mostrati in Fig.3-3, che descrive i grafici dell'angolo di rotore del generatore 2 ottenuti per ciascun caso. Dalla Fig.3-3 si può notare che l'aggiunta di una nuova linea in parallelo è la soluzione più efficace per contenere le variazioni dell'angolo di rotore; inoltre, grazie al suo effetto sulla matrice di ammettenza del sistema, consente di ridurre l'angolo iniziale del rotore, aumentando il margine di stabilità.

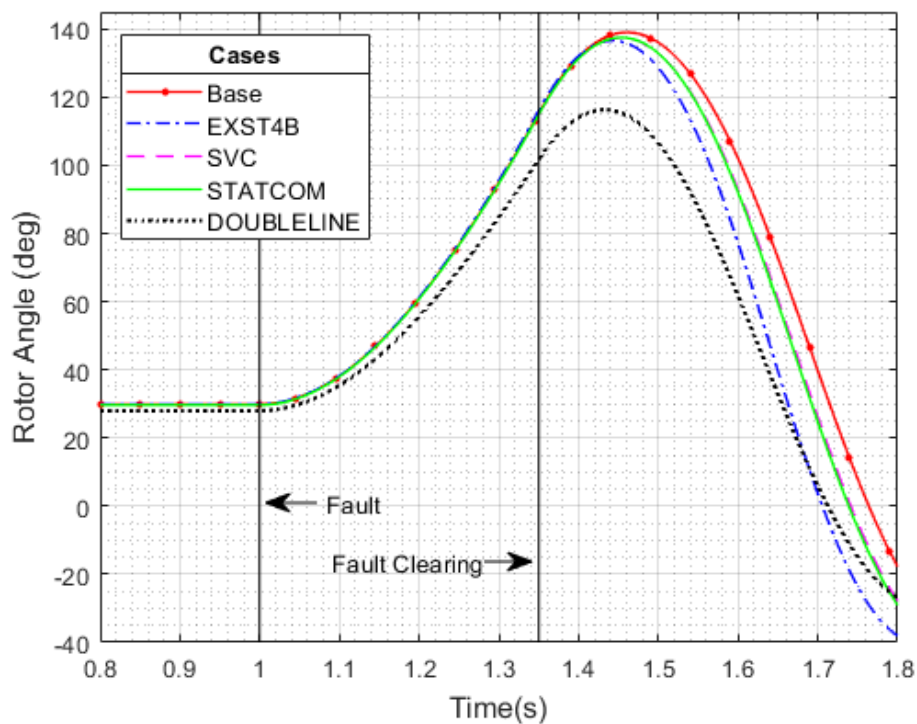


Fig. 3-3 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, confronto con rete IEEE 9 bus modificata.

Guardando le soluzioni SVC e STATCOM in Fig.3-3, si nota un effetto limitato sulla stabilità dell'angolo del rotore. L'eccitatore ad azione rapida EXST4B consente invece di anticipare il momento in cui l'angolo di rotore raggiunge il valore massimo, aumentando così il margine di stabilità.

L'efficacia dell'utilizzo di queste quattro soluzioni per migliorare la stabilità dell'angolo di rotore è illustrata dai risultati presentati nelle tabelle 3-5 e 3-6. Queste tabelle mostrano i valori ipotizzati per l'angolo massimo di rotore e il tempo critico di eliminazione del guasto, CCT.

Tab. 3-5 Comparazione dei massimi valori dell'angolo di rotore.

FCT [s]	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
0.350	139.02°	137.40°	137.50°	136.57°	116.31°

Tab. 3-6 Calcolo del CCT nei quattro casi studio

	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
CCT [s]	0.405	0.403	0.407	0.404	0.473

Guardando i risultati nelle Tabelle 3-5 e 3-6, la migliore soluzione di miglioramento è quella di raddoppiare la linea tra i bus 5 e 7. Questa soluzione porta ad un valore massimo dell'angolo massimo di rotore più basso e consente di ottenere un CCT più elevato. I valori dell'angolo massimo di rotore confermano che il contributo di SVC e STATCOM alla stabilità dell'angolo di rotore è limitato per la rete analizzata. Per quanto riguarda il CCT, lo STATCOM porta ad un valore leggermente più alto, mentre l'SVC lo peggiora.

I valori riportati nelle tabelle 3-5 e 3-6 per l'eccitatore ad azione rapida confermano che questa soluzione consente di migliorare la stabilità transitoria grazie al suo effetto sulla stabilità dell'angolo di rotore.

Confrontando i valori di FCT e CCT, in tutti e cinque i casi i valori di FCT sono inferiori ai corrispondenti valori di CCT, il che consente un funzionamento transitorio stabile del sistema.

3.3.2 Analisi della stabilità transitoria della rete IEEE 9 bus modificata al variare dell'SCR.

I risultati dell'analisi precedente mostrano un comportamento simile per le soluzioni SVC e STATCOM, sebbene siano dispositivi basati su principi operativi diversi.

Per un'analisi più completa, le quattro soluzioni saranno ora testate per tre diverse configurazioni di rete che simulano diversi assetti. Lo scopo di questa analisi è vedere come queste tecnologie si comportino in diverse condizioni operative in base a diversi valori di robustezza della rete. La robustezza del sistema è importante per mantenere il normale funzionamento, per la risposta dinamica in caso di disturbo e per il ritorno del sistema elettrico a condizioni operative stabili. Il concetto di robustezza del sistema si riferisce alla potenza di cortocircuito ai nodi. Le grandezze di un nodo definito come nodo forte non sono molto influenzate da un disturbo in un altro nodo della rete. Le grandezze di un nodo con bassa potenza di cortocircuito sono invece fortemente influenzate dal disturbo. [46]

La metrica più elementare e facile da usare per determinare la robustezza relativa di un sistema di alimentazione è il rapporto di cortocircuito (SCR). L'SCR è definito come il rapporto tra la potenza apparente di cortocircuito (SCMVA) di un guasto 3LG in una data posizione nel sistema di alimentazione e la potenza nominale della risorsa collegata a quella posizione. [47]

Con il fine di ottenere tre diverse configurazioni di rete con altrettanti valori di SCR, l'analisi è stata suddivisa in tre casi diversi, applicando lo stesso guasto di cortocircuito delle analisi precedenti:

- Caso A: Le quattro soluzioni migliorative sono state testate sul sistema mostrato in Fig. 3-2, che è stato utilizzato per il caso base. La risorsa utilizzata per determinare l'SCR è l'SVC /STATCOM connesso al bus 8.
- Caso B: Le quattro soluzioni di potenziamento sono state testate aggiungendo la doppia linea 7-8 per migliorare la resistenza del sistema (minore impedenza);
- Caso C: le soluzioni di miglioramento sono state testate aprendo la linea 9-8 per indebolire il sistema (valore più alto d'impedenza).

Il valore SCR per ciascuno di questi casi è riportato in Tab. 3-7, dove la potenza della risorsa collegata al bus 8 è di 50 [MVA].

Tab. 3-7 Confronto dei valori di SCR per i casi A, B, C.

Case	A	B	C
SCR Value	8.72	8.96	6.78

Per verificare gli effetti delle soluzioni migliorative con un diverso valore di SCR, si considera la variazione dell'angolo di rotore del Gen.2. I risultati delle analisi per i casi A, B e C sono mostrati rispettivamente nelle Figg. 3-4, 3-5 e 3-6.

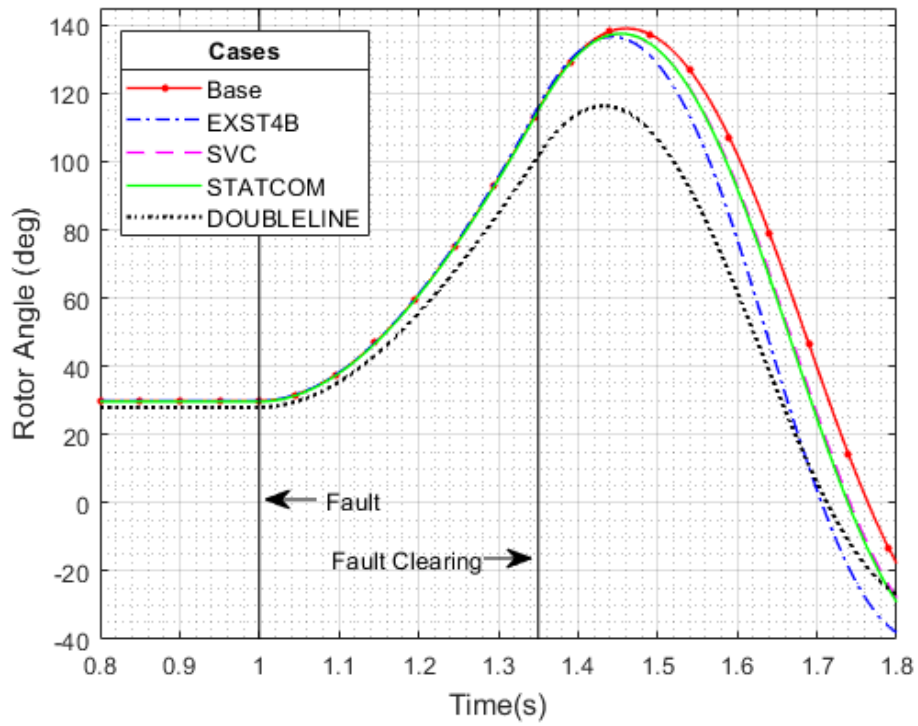


Fig. 3-4 Angolo di rotore del generatore 2 , FCT pari a 0.35s, Case A

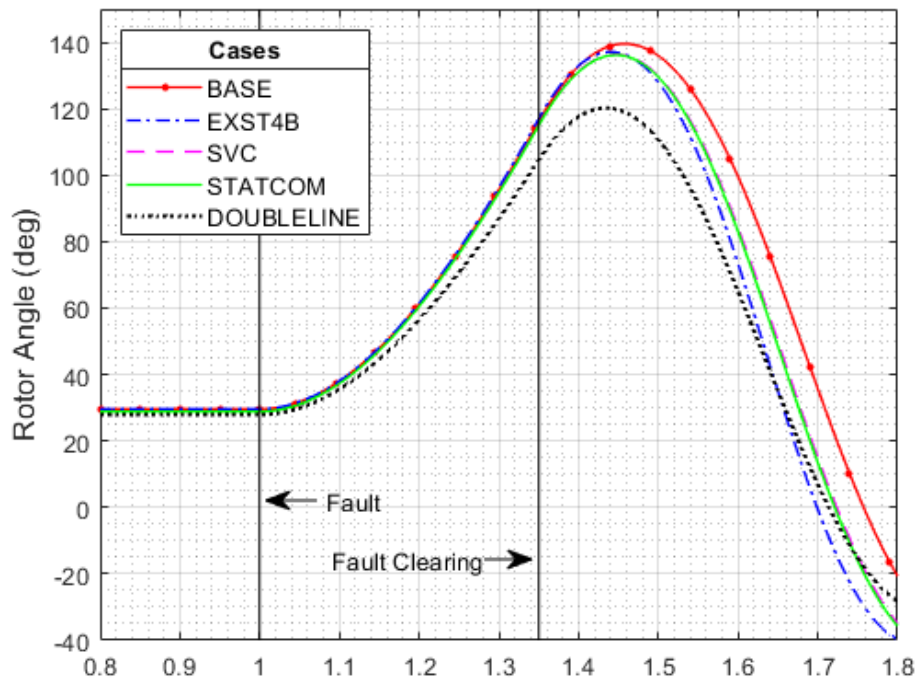


Fig. 3-5 Angolo di rotore del generatore 2 , FCT pari a 0.35s, Case B

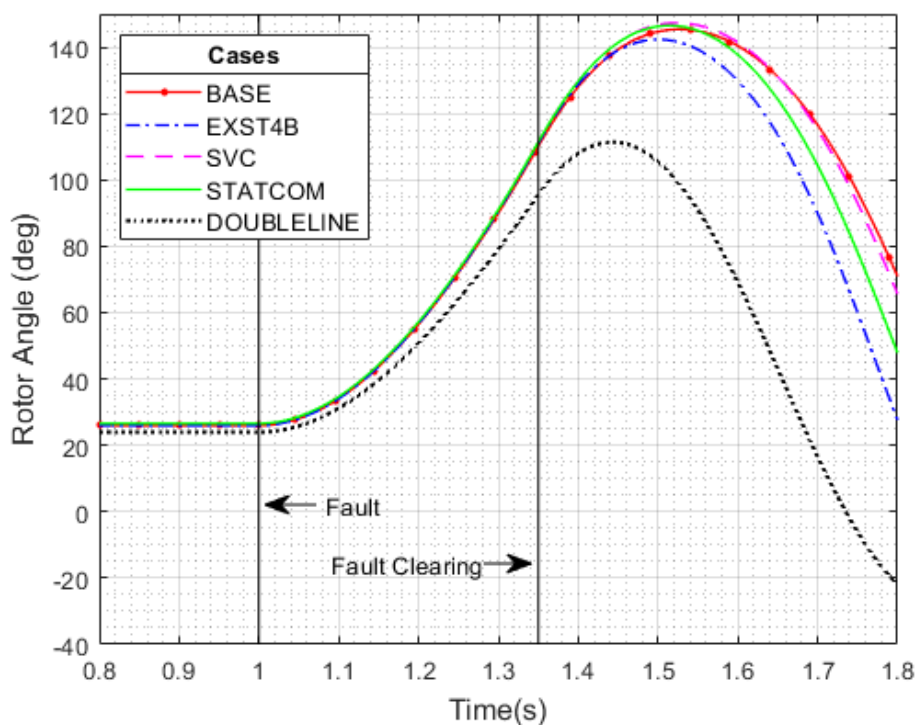


Fig. 3-6 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, Case C

Dal grafico mostrato in Fig. 3-5, si può notare che con un valore più elevato di robustezza della rete (SCR maggiore), le oscillazioni dell'angolo di rotore sono limitate a valori massimi inferiori; al contrario, a valori di SCR inferiori, vedi Fig. 3-6, si ottiene un valore dell'angolo massimo di rotore più elevato, corrispondente alla minore resistenza del sistema.

In tutti e tre i casi, mostrati nelle Figg. 3-4, 3-5 e 3-6, la doppia linea e l'eccitatore ad azione rapida rappresentano le soluzioni migliorative più efficaci, rispettivamente per i loro effetti sulla struttura del sistema e per l'effetto diretto sul generatore.

Per confrontare il comportamento dei due dispositivi FACTS, l'attenzione si concentra sulle diverse risposte di SVC e STATCOM nei tre casi, come mostrato in Fig. 3-7.

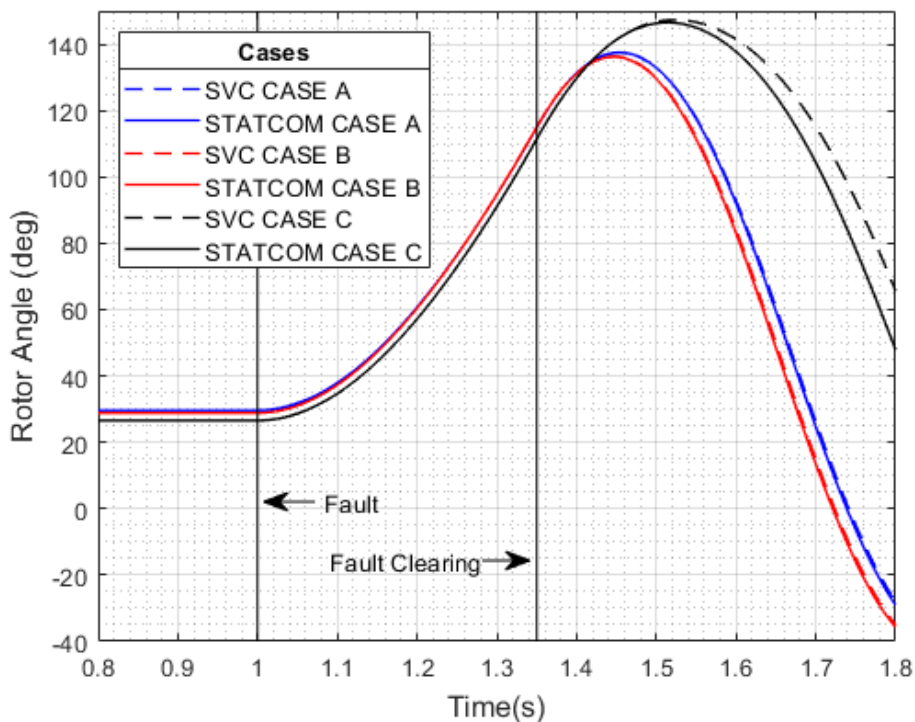


Fig. 3-7 Angolo di rotore del generatore 2, FCT pari a 0.35s, comparazione dei casi con SVC e STATCOM

Questi grafici mostrano che per sistemi più robusti, Caso A e B, le soluzioni SVC e STATCOM hanno effetti simili sull'evoluzione dell'angolo di rotore. Nel caso C, invece, la soluzione STATCOM porta un risultato migliore dell'SVC in termini di stabilità dell'angolo di rotore. Ciò è dovuto ai diversi principi di funzionamento di questi due dispositivi. La massima potenza reattiva in uscita dallo STATCOM è indipendente dal livello di tensione del bus, mentre quella dell'SVC è fortemente influenzata da tale livello di tensione.

3.4 Stabilità di frequenza

In questo paragrafo vengono testate le soluzioni precedentemente presentate al fine di valutare il loro impatto sulla stabilità della frequenza, analizzando la stessa rete vista in precedenza a fronte della medesima contingenza.

Le simulazioni vengono eseguite per ogni soluzione già presentata (SVC, STATCOM, EXST4B e una nuova linea in parallelo) e gli andamenti di frequenza ottenuti sono mostrati in Fig. 3-8.

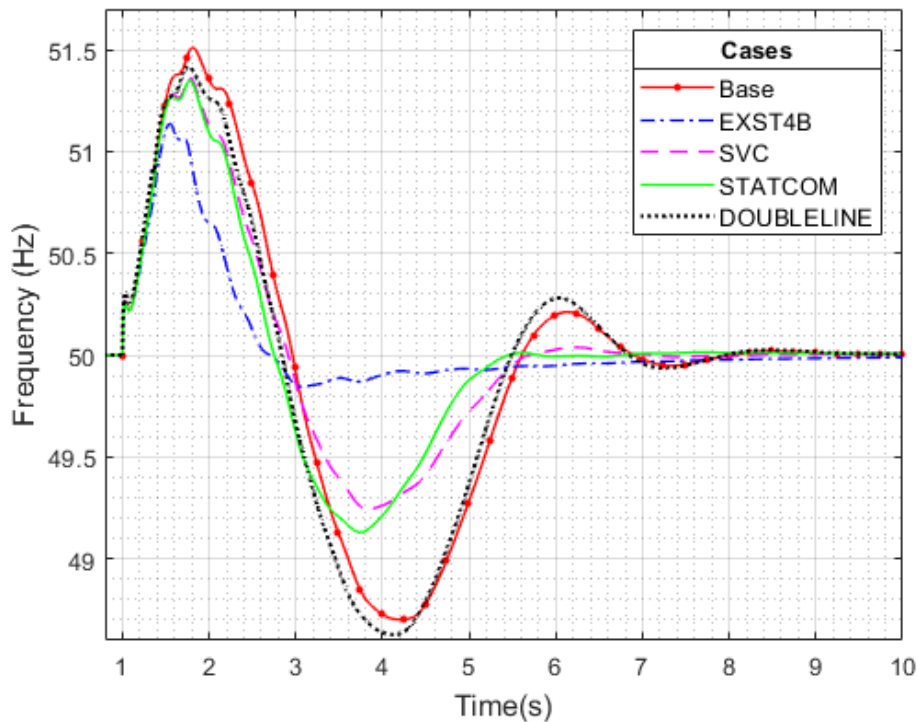


Fig. 3-8 Transitorio di frequenza a valle del corto circuito trifase

Il cortocircuito trifase provoca un transitorio di frequenza caratterizzato da oscillazioni. Si può vedere dalla Fig.3-8 che le oscillazioni che si verificano nel caso base vengono smorzate tramite le soluzioni considerate in questo lavoro.

La soluzione strutturale e preventiva, cioè l'aggiunta di una linea parallela, ha un piccolo effetto sulla stabilità della frequenza. D'altra parte, le soluzioni di emergenza implementate con FACTS, in particolare SVC e STATCOM, e l'eccitatore ad azione rapida, ovvero EXST4B, hanno un impatto migliore sulla stabilità della frequenza, specialmente durante il periodo di sotto-frequenza. Questo perché questi dispositivi operano anche in condizioni dinamiche, che consentono il controllo di grandezze elettriche come la tensione durante il transitorio. SVC, STATCOM e l'eccitatore veloce agiscono principalmente sulla tensione del bus a cui sono collegati, variabile cruciale durante un transitorio causato da un corto circuito.

Tra le diverse soluzioni, l'eccitatore veloce risulta essere il più efficace per la stabilità della frequenza: le sue fluttuazioni sono le più smorzate, con oscillazioni inferiori ed un valore minimo di 49,85 [Hz].

Per misurare l'effetto delle soluzioni SVC e STATCOM sulla stabilità della frequenza, vengono confrontati i loro effetti con quelli di una soluzione esistente utilizzata dai TSO nei problemi di sotto-frequenza, vale a dire il load-shedding.

Il criterio utilizzato per questo confronto è espresso da (4).

$$f_{\text{nadir}}^{\text{tested device}} = f_{\text{nadir}}^{\text{LS}} \quad (4)$$

Il confronto basato sul nadir di frequenza viene effettuato variando la percentuale del carico da scollegare dal bus 8 per ottenere la stessa frequenza minima raggiunta con i dispositivi testati. Le simulazioni vengono eseguite scollegando una percentuale crescente del carico dal bus 8, lo stesso bus a cui sono collegati i dispositivi.

La disconnessione viene eseguita utilizzando il relè di frequenza del carico, che è impostato su 49,0 [Hz] [48].

I risultati di questo confronto sono mostrati in Fig.3-9.

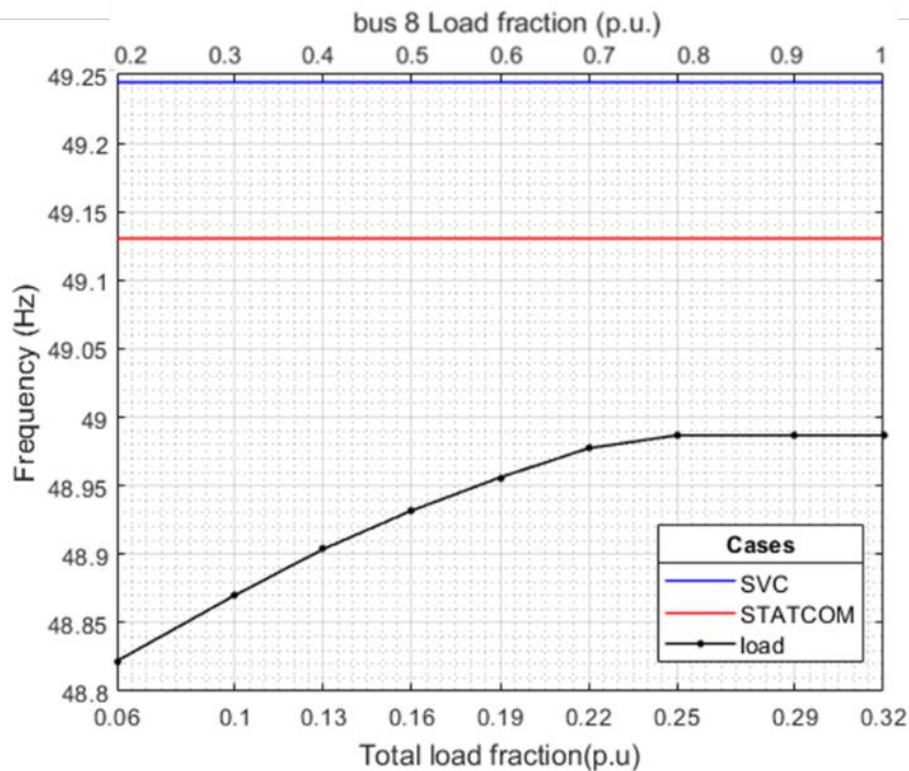


Fig. 3-9 Comparazione nadir di frequenza per i casi SVC, STATCOM e Load-Shedding

Dalla Fig.3-9 si può notare che anche con un distacco del 100% sul bus 8, il nadir di frequenza non raggiunge mai il valore ottenuto con i dispositivi FACTS. Tenuto conto di ciò, l'uso di questi dispositivi consente di evitare il distacco del carico e quindi di risparmiare denaro per il sistema.

Utilizzando questi valori per il carico da distaccare, gli andamenti della frequenza ottenuti vengono confrontati con gli andamenti di frequenza ottenuti sia con l'SVC che con lo STATCOM. I confronti degli andamenti di frequenza sono mostrati in Fig.3-10 e Fig.3-11. Osservando i risultati, si può vedere che l'SVC e lo STATCOM forniscono un tempo di assestamento più rapido, un maggiore smorzamento delle oscillazioni di frequenza alla sotto-frequenza e una leggera attenuazione della risposta alla sovra-frequenza. Un'altra caratteristica importante dei due diagrammi è che la disconnessione dei carichi introduce uno squilibrio di potenza tra la generazione e il carico, che porta a diversi valori di regime per la frequenza dopo i periodi transitori, per cui il controllo di frequenza secondario è necessario.

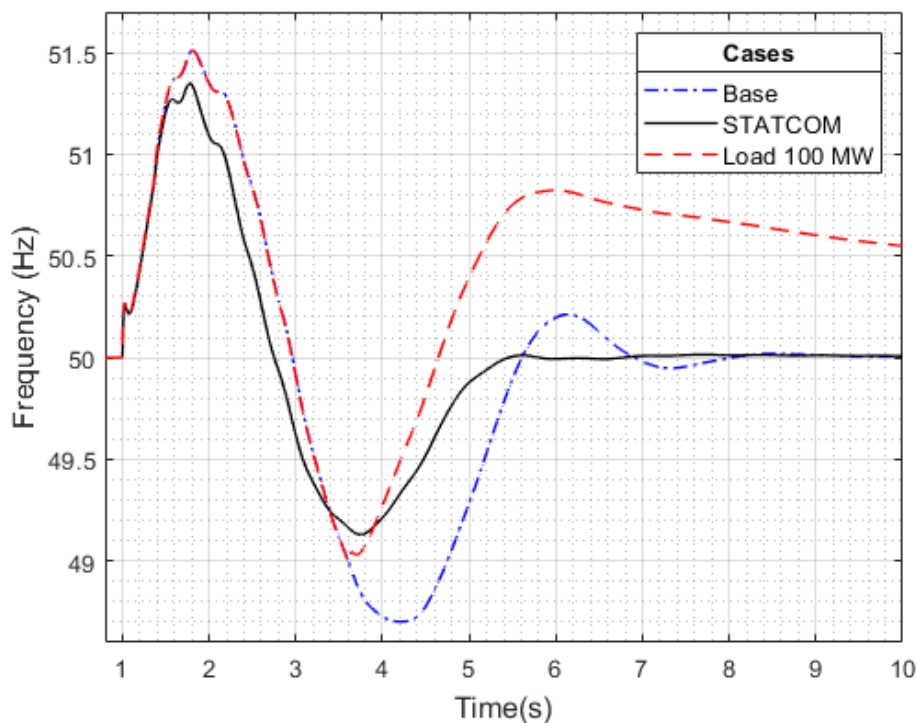


Fig. 3-10 Comparazione frequenza di sistema, casi SVC e Load-Shedding

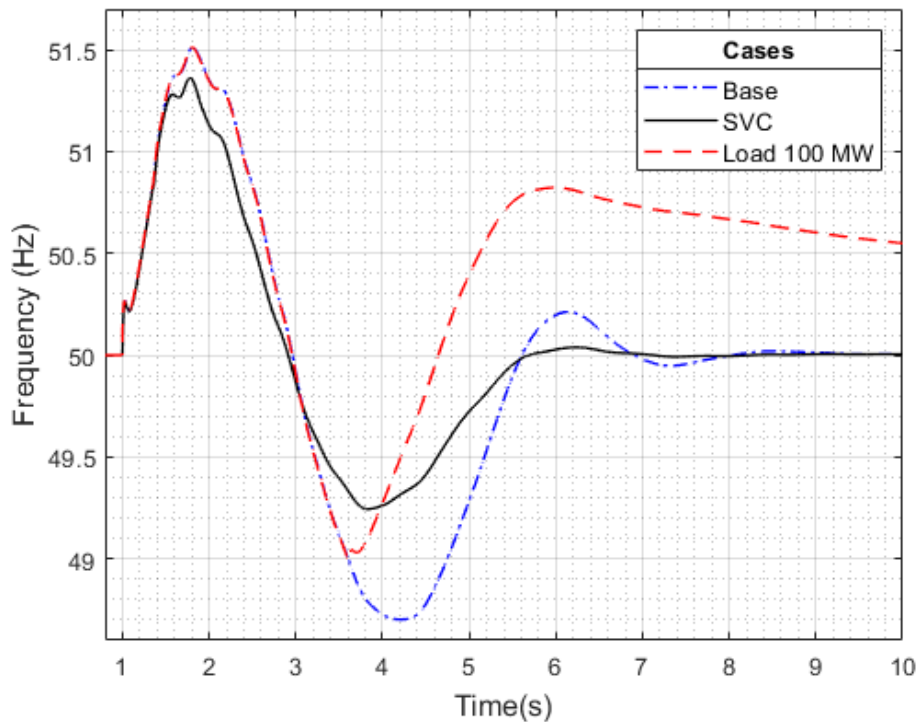


Fig. 3-11 Comparazione frequenza di sistema, casi STATCOM e Load-Shedding

3.5 Valutazione economica

Nelle sezioni precedenti sono stati analizzati gli effetti di SVC e STATCOM sulla stabilità transitoria considerando i problemi di stabilità dell'angolo di rotore e della frequenza.

In questo paragrafo, l'analisi comparativa tra SVC e STATCOM si concentra sugli aspetti economici, per valutare l'eventuale convenienza di investimento.

Nella seguente analisi economica, vengono considerati solo l'SVC e lo STATCOM, mentre vengono trascurati la linea parallela e l'eccitatore ad azione rapida. Questa ipotesi è dovuta ai seguenti motivi:

- il seguente calcolo economico si basa solo sui margini di risparmio associati al servizio di stabilità della frequenza. Questo perché attualmente non è prevista alcuna compensazione per il supporto di stabilità. Ciò giustifica l'esclusione della linea di trasmissione, il cui contributo a tale servizio è prossimo allo zero;
- La valutazione economica si basa sui margini di risparmio per i TSO dovuti all'installazione degli apparati nel sistema di trasmissione, che è gestito direttamente

da loro. Al contrario, in un sistema elettrico liberalizzato, i sistemi di eccitazione dei generatori sincroni sono di proprietà e gestiti solo dalle società di generazione;

A tal fine, viene eseguita una semplice analisi del ritorno sull'investimento. Questo tipo di analisi è un metodo molto semplice e ampiamente utilizzato che consente di valutare il periodo necessario per ammortizzare l'investimento iniziale, tenendo conto dei costi e dei risparmi periodici [47]. Il costo unitario del dispositivo STATCOM, compreso il costo di installazione, è stato ricavato dai dati in [49]. Utilizzando i dati contenuti in [36][37][38][41], viene determinato il costo unitario del dispositivo SVC.

- SVC: 194.4 €/kVAr;
- STATCOM: 240 €/kVAr

Con questi valori e tenendo conto del rating MVar dei due dispositivi, il costo totale può essere facilmente determinato:

- SVC: 194.4 €/kVAr x 50 MVar=9.72 M€;
- STATCOM: 240 €/kVAr x 50 MVar=12 M€

Come si può vedere nel paragrafo 3.4, Fig.3-10 e Fig.3-11, SVC e STATCOM consentono una riduzione del carico di 100 [MW] per il caso di studio analizzato. Il distacco di carico viene convertito utilizzando il VOLL, che in Italia ha un valore medio di 30 [k€/MWh]. [28]

Il vantaggio di SVC e STATCOM è il costo evitato del distacco del carico. L'espressione utilizzata per determinare il costo totale evitato si basa sul prodotto della durata del distacco del carico dovuto a guasti (TFT, Total Fault Time) nel sistema di trasmissione in un anno e il VOLL. Il TFT può essere calcolato come il prodotto tra il tasso di guasto indipendente annuo tipico della linea di trasmissione ad alta tensione λ_L [51] e la lunghezza totale delle linee di trasmissione L (878,4 km per il sistema IEEE 9 bus modificato). Inoltre, viene considerato un tempo di ripristino totale del sistema di 10 [s], TSRT (0,0027 h/anno).

Quindi, il costo totale evitato per SVC e STATCOM (4) può essere determinato:

$$\text{VOLL} \times P_{\text{LS_SVC}} \times \lambda_L \times L \times \text{TSRT} = 25.64 \frac{\text{k€}}{\text{year}}$$

Va notato che la considerazione economica sviluppata in questo paragrafo non tiene conto di altri vantaggi dell'SVC e degli STATCOM come la regolazione della tensione e la

correzione del fattore di potenza, il miglioramento della stabilità dell'angolo di rotore transitorio e lo smorzamento delle oscillazioni di potenza. Questo perché questi tipi di benefici non sono remunerati, quindi è difficile attribuire loro un valore economico.

I costi evitati individuati in tale contesto non hanno alcun impatto sulla valutazione del corrispondente investimento.

Alla luce di questi risultati, è chiaro che i due investimenti non sono finanziariamente redditizi se si considera solo il contributo alla stabilità della frequenza transitoria. Ciò potrebbe suggerire l'introduzione di nuovi prodotti sul mercato per incoraggiare l'uso di questi dispositivi, come la compensazione della stabilità della tensione, la stabilità dell'angolo di rotore o il controllo della potenza reattiva.

Ad ogni modo, i risultati di questo studio mostrano che l'SVC è più economico dello STATCOM. Ciò è dovuto al maggior costo del convertitore elettronico di potenza richiesto per lo STATCOM.

Tuttavia, come indicato nella Tabella 3-8 [36], lo STATCOM è un dispositivo più compatto con un minor costo delle misure strutturali e quindi può essere installato più facilmente in luoghi diversi. Inoltre, lo STATCOM richiede meno manutenzione a causa del numero ridotto di componenti passivi e delle minori perdite.

Tab. 3-8 Comparazione dei costi tra SVC e STATCOM

Concept	Comparison
Electromechanical engineering	Cost SVC about 90% the cost STATCOMC
Civil engineering	Cost STATCOM about 80% of the cost of SVC
Other costs	Cost SVC about 75% the cost STATCOM

Capitolo 4

4.1 Miglioramento della stabilità transitoria del sistema IEEE 9 Bus con presenza di generazione FER mediante PowerWorld

Per loro stessa natura, gli impianti da FER sono caratterizzati da profili di produzione non programmabili, il che significa che l'energia elettrica prodotta da tali impianti non segue la dinamica della domanda di energia per consumo, ma le caratteristiche dinamiche di ciascuna fonte energetica. Inoltre, questo tipo di tecnologia si basa principalmente sulla tecnologia inverter, ovvero sistemi collegati alla rete tramite componenti statici. Per le loro caratteristiche intrinseche, i sistemi di generazione basati su inverter hanno una minore tendenza a supportare i parametri fondamentali per il funzionamento sicuro della rete rispetto ai gruppi tradizionali che si interfacciano tramite l'utilizzo di macchine rotanti [56][57].

Queste caratteristiche generano i seguenti impatti nella gestione del sistema [58] [59]:

- Riduzione del numero delle risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della frequenza (regolazione della potenza attiva) e regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);
- Riduzione dell'inerzia elettromeccanica, deterioramento della risposta dinamica a seguito di disturbi;
- Riduzione della potenza di cortocircuito, deterioramento della qualità del servizio e rischio di propagazione dei disturbi di tensione;
- Riduzione del margine di adeguatezza per coprire i picchi di carico, verificabili in ore a bassa produzione di FER;
- Aumento dei periodi di sovra-generazione nelle ore centrali della giornata (produzione maggiore del fabbisogno) che possono comportare tagli dell'energia prodotta se il sistema non è dotato di adeguata capacità di accumulo o riserva;
- Crescente pendenza della rampa serale del carico residuo, determinata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali, per cui si rende necessario un rapido incremento della produzione da sistemi flessibili;
- Aumento dei requisiti di riserva a causa della maggiore presenza di FRNP e della loro casualità.

A fronte di questi impatti, l'aumento della quota di generazione da FER porta il sistema elettrico in condizioni di minore affidabilità, sicurezza e stabilità. In questo contesto, la

stabilità, ed in particolare la stabilità transitoria, gioca un ruolo importante come indice di robustezza del sistema, soggetto per sua natura ad eventi quali disturbi e perturbazioni [60].

In questo capitolo viene studiato innanzitutto l'impatto sulla stabilità transitoria del sistema quando, alla generazione tradizionale già presente, si aggiunge quota parte di generazione da FER (in questo caso Wind Generation) [53] [61]. Successivamente, viene eseguita un'analisi comparativa di soluzioni per migliorare la stabilità transitoria, come SVC, STATCOM, un Fast Exciter System e il raddoppio di una linea di trasmissione, come condotto in nel capitolo precedente. In questo modo è possibile valutare gli effetti di queste soluzioni nelle nuove condizioni del sistema e poi confrontarli con quelli ottenuti nel caso di un sistema tradizionale. Le simulazioni numeriche vengono eseguite utilizzando PowerWorld Simulator. Il sistema IEEE 9-bus utilizzato come caso studio nel capitolo precedente viene modificato aggiungendo l'impianto eolico.

I contributi di questo capitolo sono:

- Analisi di sensitività per individuare il bus di generazione in cui inserire il generatore eolico, in modo da definire la peggiore condizione operativa in termini di stabilità transitoria a seguito dell'inserimento dell'impianto eolico;
- Analisi di sensitività sulla quota di potenza eolica installata e generata, al fine di definire i diversi impatti sulla rete a seguito della mancata variazione delle potenze in esame;
- Una valutazione dell'impatto sull'angolo transitorio del rotore e sulla stabilità della frequenza, attraverso l'installazione di SVC e STATCOM già studiati in precedenza. Queste soluzioni forniscono ai TSO un controllo dinamico durante gli imprevisti.

Il capitolo è organizzato come segue: il paragrafo 4.2 presenta le soluzioni per migliorare la stabilità transitoria. Il sistema studiato è descritto nel paragrafo 4.3. Nel paragrafo 4.4, vengono eseguiti studi di sensitività sulla posizione del generatore Wind all'interno della rete, la potenza di base e la potenza da esso generata. Nel capitolo 4.5 le soluzioni di miglioramento sono testate in due diversi scenari.

4.2 Descrizione del sistema test

In questo studio viene proposta una versione modificata del sistema IEEE 9-bus [53] [39] [52]. A partire dalla versione illustrata nel capitolo precedente, è stata apportata un'ulteriore modifica, ovvero l'aggiunta di un generatore Wind Type 3 al bus 7. Ciò viene fatto per tenere conto dell'effetto della generazione da FER nei sistemi di alimentazione. La posizione del generatore eolico di questo nodo sarà giustificata in seguito.

Il sistema IEEE 9-bus modificato utilizzato in questo documento è mostrato in Fig.4-1 dove sono mostrati i risultati del load-flow per il caso in cui le soluzioni proposte non vengono utilizzate, risultando quindi disconnesse.

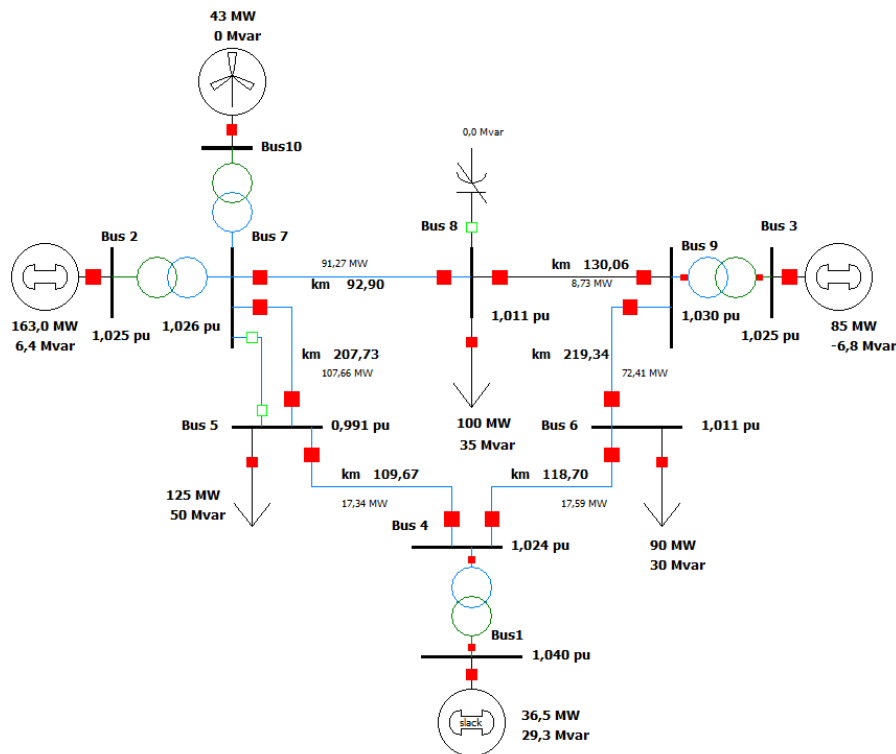


Fig. 4-1 IEEE 9 Bus System modificata con il collegamento di un generatore eolico al bus 7.

Come nel capitolo precedente l'analisi di stabilità transitoria, sul sistema proposto, viene eseguita simulando un cortocircuito trifase. La risposta in frequenza del carico non viene considerata.

Secondo [64], i modelli utilizzati, nel simulatore PowerWorld, per la realizzazione di un generatore Wind Type 3, ovvero il generatore eolico DFIG, sono riportati in Tabella 4-1.

Mentre in Tabella 4-2 sono indicati i parametri impostati necessari per la modalità di controllo scelta.

Tab. 4-1 Modelli Wind Type 3

Power Plant Parts	Type 3 Model
Plant Controller	REPC_A
Generator/Converter	REGC_A
Electrical Control	REEC_A
Turbine	WTGT_A
Aerodynamics	WTGAR_A
Pitch Controller	WTGPT_A
Torque Controller	WTGTRQ_A

Tab. 4-2 Control mode Wind Type 3

Power Plant Parts	Type 3 Model
Plant Controller	REPC_A
Generator/Converter	REGC_A
Electrical Control	REEC_A
Turbine	WTGT_A
Aerodynamics	WTGAR_A
Pitch Controller	WTGPT_A
Torque Controller	WTGTRQ_A

Per questo caso di studio, l'analisi di stabilità transitoria è suddivisa nei seguenti passaggi:

- Inizializzare il sistema con l'analisi del load flow;
- Ad 1 [s] viene applicato un cortocircuito simmetrico trifase ad una linea di trasmissione;
- Il tempo di eliminazione del guasto (FCT) è pari a 0,300 [s];
- La durata della simulazione è di 10 [s];
- Il time step-simulation è di 5 [ms].

4.2.1 Analisi sul bus di connessione del generatore Wind

Questa analisi è stata eseguita per determinare quale bus di installazione del generatore eolico ha il maggiore effetto sulla stabilità transitoria del sistema. A tale scopo, il generatore eolico viene installato nei tre bus del generatore, ovvero il bus 4, 7 e 9, e si considera il valore massimo dell'angolo di rotore assunto dai generatori 2 e 3 (generatori sincroni). La potenza

nominale del generatore eolico è di 50 [MVA] e la sua produzione di potenza attiva è di 25 [MW]. Questi due valori sono stati scelti considerando la percentuale di aerogeneratori installati in Italia (circa 9,5%) e l'energia da essi prodotta (circa 7,4%) per l'anno 2021, come indicato in [65].

I risultati di questa analisi sono presentati nella Tabella 4-3, dove viene indicato anche l'angolo massimo di rotore nel caso in cui non sia installato un generatore eolico.

Tab. 4-3 Valori dell'angolo di rotore al variare del bus di connessione

Gen.	No Wind	Wind@Bus4	Wind@Bus7	Wind@Bus9
Gen 2	119.86°	126.49°	136.60°	136.33°
Gen 3	51.74°	55.71°	61.68°	61.38°

Dalla tabella 4-3 si può vedere che l'angolo massimo di rotore per entrambi i generatori 2 e 3 viene raggiunto quando il generatore eolico è installato sul bus 9. Pertanto, questa configurazione di sistema verrà utilizzata d'ora in poi. Come mostrato nel capitolo precedente, il focus è sul generatore 2, che è anche il generatore più carico in questo caso.

4.2.2 Analisi sulla potenza di base del generatore Wind

Un'altra analisi di sensitività viene eseguita per la potenza di base (in MVA) del generatore eolico. L'obiettivo di questa analisi di sensitività è valutare l'impatto della potenza di base in MVA sulla stabilità transitoria del sistema. Sono stati scelti cinque valori, partendo da 50 [MVA] e aumentando di 25 [MVA] per ogni step. La potenza attiva generata viene mantenuta costante a 25 [MW].

Per misurare gli effetti sulla stabilità transitoria, sono stati considerati due parametri: l'angolo di rotore (a FCT=0,300 [s]) ed il CCT. La variazione di questi parametri in funzione della variazione della potenza di base in MVA è mostrata nella Tabella 4-4. La Fig. 4-2, d'altra parte, mostra un confronto del comportamento dell'angolo di rotore per i cinque valori di base esaminati, incluso il caso senza generazione eolica.

Tab. 4-4 Valori dell'angolo di rotore al variare della potenza di base del generatore Wind

MVA Base	50	75	100	125	150
Rotor angle	136.60°	134.33°	130.08°	123.58°	116.25°
CCT [s]	0.352	0.354	0.367	0.389	0.415

Come si può notare dalla tabella 4-4 e dalla Fig. 4-2, l'angolo di rotore del generatore 2 assume valori massimi decrescenti all'aumentare della potenza eolica installata. Particolare attenzione merita il caso caratterizzato da una potenza eolica installata di 150 [MVA], che si traduce in un angolo massimo del rotore inferiore a quello ottenuto nel caso senza generazione di energia eolica. Il CCT assume valori crescenti all'aumentare della potenza eolica installata.

Osservando i due parametri, è possibile notare che la stabilità del sistema aumenta all'aumentare delle dimensioni del generatore eolico installato.

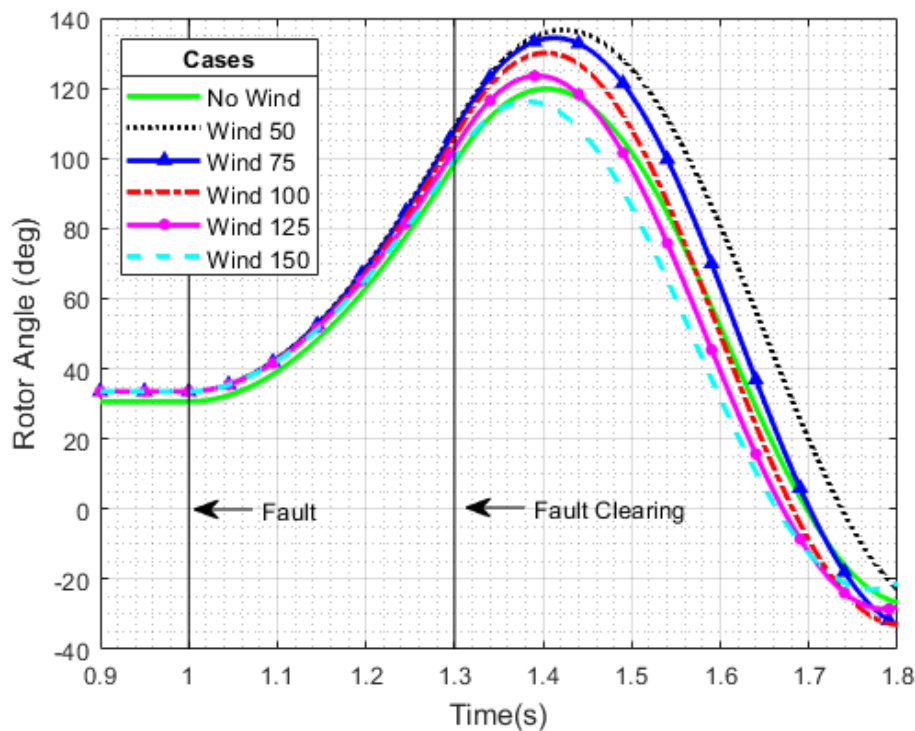


Fig. 4-2 Comparazione dei valori dell'angolo di rotore al variare della potenza di base del generatore Wind

4.2.3 Analisi sulla potenza prodotta dal generatore Wind

È stata quindi eseguita un'analisi di sensitività per la potenza prodotta dal generatore eolico. A tale scopo, partendo dallo studio di sensitività della potenza installata, sono state prese le taglie 50 [MVA] e 150 [MVA] (rispettivamente la più piccola e la più grande), come riportato in Tabella 4-5.

Una volta stabiliti i valori di base, sono stati modificati i valori di potenza generati in rete. Sono stati valutati tre valori di potenza generata (Fig. 4-3 e Fig. 4-4), prendendo come valore

iniziale la percentuale di energia eolica in Italia nel 2021 (7,4%) [65], mentre il valore finale è stato scelto molto vicino all'instabilità del sistema.

Tab. 4-5 Valori dell'angolo di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind

MVA Base	50				150	
MW Gen.	25	35	50	25	40	60
Rotor angle	136.60°	144.81°	159.78°	116.25°	136.17°	169.06°
CCT [s]	0.352	0.339	0.318	0.415	0.355	0.309

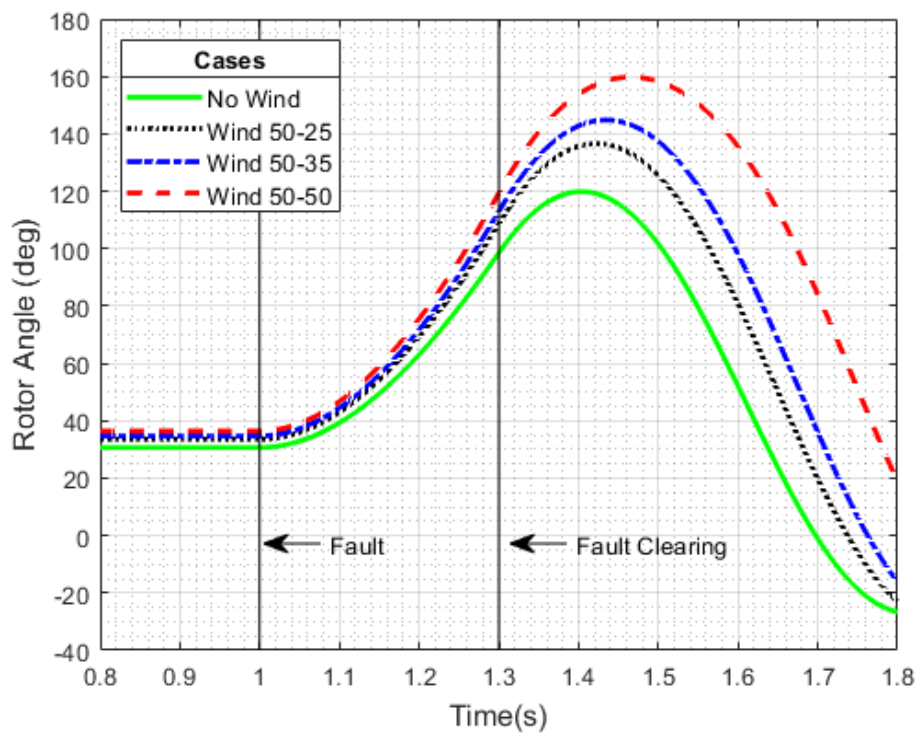


Fig. 4-3 Comparazione dei valori dell'angolo di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind

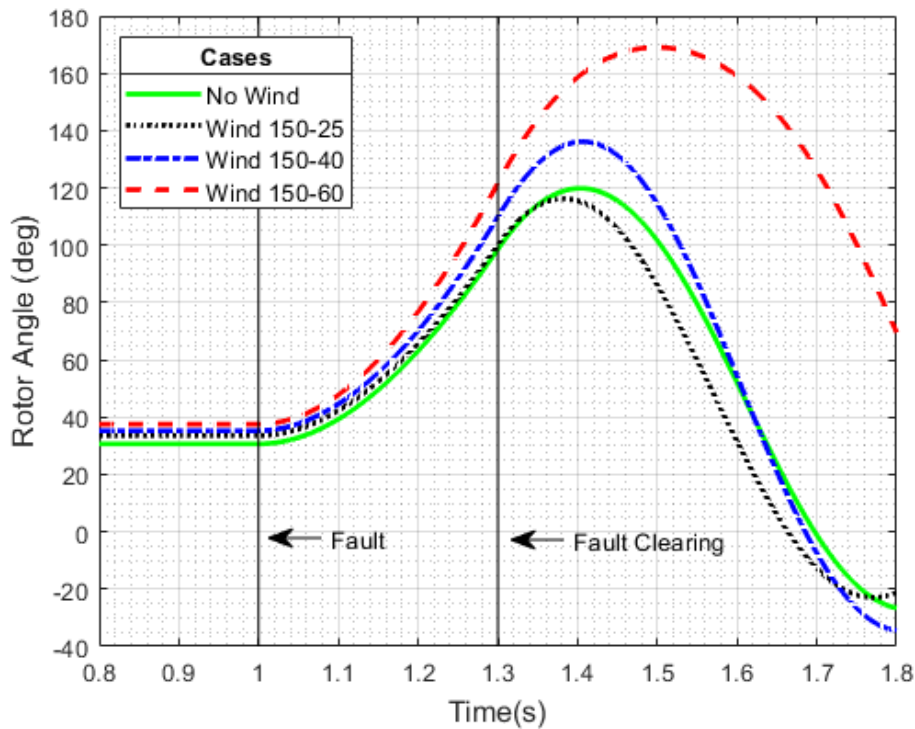


Fig. 4-4 Comparazione dei valori di angoli di rotore al variare della potenza prodotta dal generatore Wind

Guardando la Tab. 4-5, è possibile notare che, sia per i valori di potenza installata che per l'aumento della potenza generata, si ha un aumento del valore dell'angolo di rotore e una diminuzione del CCT. Nello specifico, è possibile osservare che la condizione operativa caratterizzata da 150 [MVA] di potenza eolica installata e 25 [MW] di potenza generata porta a valori di angolo di rotore inferiori rispetto a quelli ottenuti nello scenario senza generazione eolica.

4.3 Simulazione degli scenari

Lo scopo di questo studio è valutare l'impatto della produzione di energia eolica in termini di stabilità. A tal fine è stato considerato un valore di potenza installata di 92,5 [MVA] all'interno del sistema di prova in uso. Questo valore è stato scelto applicando al nostro sistema di prova la stessa percentuale di produzione eolica prevista da Terna al 2030 all'interno del sistema elettrico italiano [59].

Con lo stesso criterio, per questo generatore eolico, è stato scelto un valore di potenza generata di 42,7 [MW].

Una volta definite le quote di generazione e produzione del generatore eolico, sono stati studiati gli impatti sulla stabilità transitoria legati all'utilizzo di sistemi per il potenziamento dello stesso, come mostrato nel capitolo precedente.

Tale valutazione è stata effettuata considerando due differenti scenari:

- La prima, che prevede l'aggiunta del generatore eolico senza la diminuzione della quota di generazione convenzionale all'interno del sistema test, in modo da non diminuire il valore di inerzia presente nel sistema;
- La seconda, che prevede la sostituzione di una quota di potenza installata convenzionale pari a 92,5 [MVA] con generazione eolica, in modo da valutare l'impatto sull'inerzia del sistema a seguito dell'inserimento del generatore eolico.

4.3.1 Scenario con aggiunta del generatore Wind

Al fine di valutare l'impatto dei dispositivi di aumento della stabilità all'interno dello scenario di aggiunta del generatore eolico, è stato preso come scenario di base il sistema caratterizzato dalla presenza del solo generatore eolico, senza i dispositivi in questione.

Successivamente sono stati effettuati confronti in termini di angolo di rotore e CCT con i dati ottenuti da scenari caratterizzati dalla presenza di una doppia linea, un SVC, uno STATCOM ed un sistema di eccitazione veloce EXST4B, come effettuato nel capitolo precedente e mostrato in Tab. 4-6 e Tab. 4-7. I comportamenti dell'angolo di rotore e della frequenza sono mostrati in Fig. 4-5 e Fig. 4-6.

Tab. 4-6 Valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind

FCT [s]	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
0.300	150.98°	148.13°	148.07°	145.28°	126.76°

Tab. 4-7 Valori di CCT con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind

	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
CCT [s]	0.329	0.333	0.334	0.340	0.374

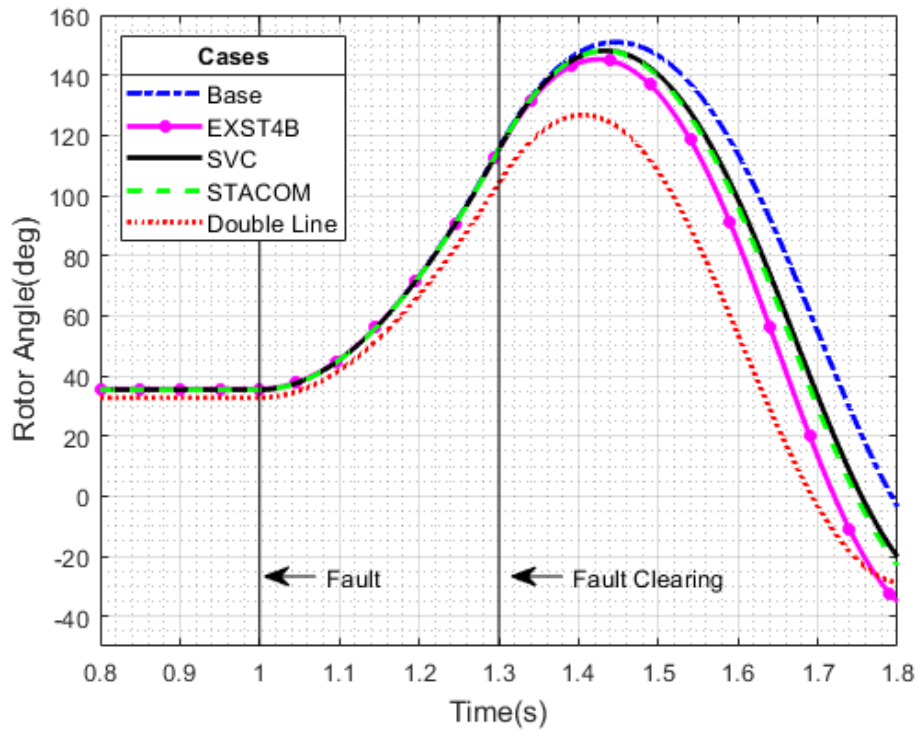


Fig. 4-5 Comparazione dei valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind

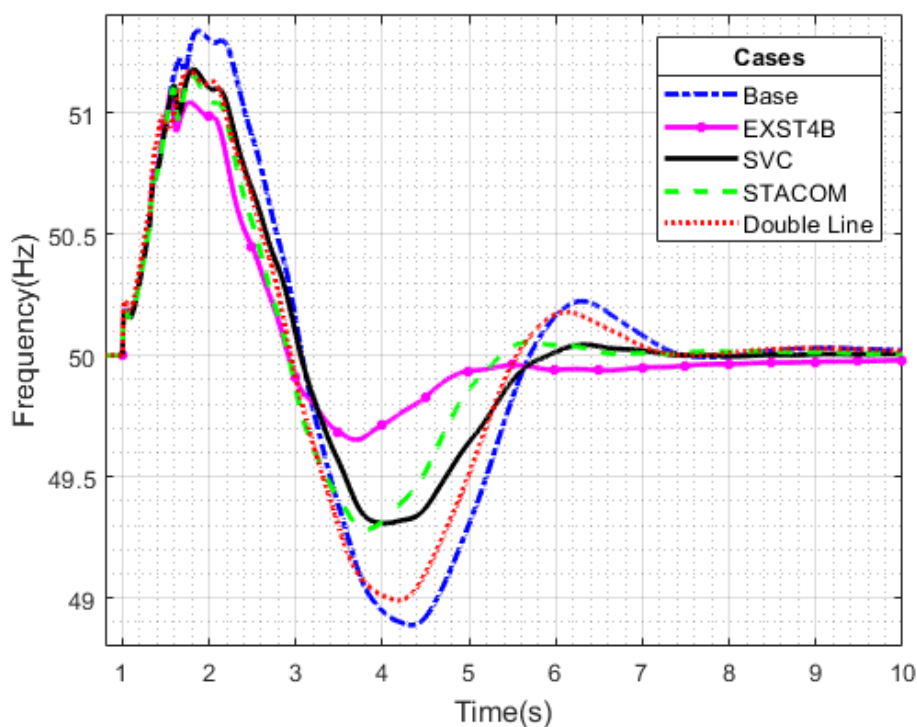


Fig. 4-6 Comparazione dei valori di frequenza con differenti dispositivi per lo scenario di aggiunta del generatore Wind

Dalla Tab 4-6 e dalla Fig. 4-5 si evince che l'aggiunta di una linea parallela è la soluzione più efficace per contenere le variazioni dell'angolo del rotore; inoltre, grazie al suo effetto sulla matrice di ammettenza del sistema, permette di ridurre l'angolo iniziale del rotore, aumentando il margine di stabilità. Osservando le soluzioni SVC e STATCOM in Fig. 4-5, hanno un effetto limitato sulla stabilità dell'angolo di rotore. L'eccitatore ad azione rapida EXST4B consente invece di anticipare il momento in cui l'angolo di rotore raggiunge il valore massimo, aumentando così il margine di stabilità.

Il cortocircuito trifase provoca un transitorio di frequenza caratterizzato da oscillazioni. Dalla Fig. 4-6 si può vedere che le oscillazioni che si verificano nel caso base vengono soppresse con la soluzione considerata in questo documento. Similmente a quanto visto nel capitolo precedente, la soluzione strutturale e preventiva, cioè l'aggiunta di una linea parallela, ha un piccolo effetto sulla stabilità della frequenza. D'altra parte, le soluzioni di emergenza implementate con FACTS, in particolare SVC e STATCOM, nonché l'eccitatore ad azione rapida, ovvero EXST4B, hanno un impatto migliore sulla stabilità della frequenza, soprattutto durante il periodo di sotto-frequenza. Questo perché questi dispositivi funzionano anche in condizioni dinamiche, il che consente il controllo di grandezze elettriche come la

tensione durante il transitorio. L'SVC, lo STATCOM e l'eccitatore veloce agiscono principalmente sulla tensione del bus a cui sono collegati, grandezza cruciale durante un transitorio causato da un corto circuito. Tra le diverse soluzioni, l'eccitatore veloce è il più efficace per la stabilità della frequenza e le sue fluttuazioni sono le più smorzate, portando ad oscillazioni inferiori e raggiungendo un punto minimo di 49,65 [Hz].

4.3.2 Scenario con sostituzione tramite generatore Wind

L'impatto dei dispositivi di stabilità transitoria analizzati nel paragrafo precedente è stato valutato anche nell'ambito dello scenario che prevede la sostituzione di quota parte di generazione tradizionale con quella eolica, nelle percentuali descritte nei paragrafi precedenti. Anche in questo caso, gli effetti dei dispositivi testati vengono valutati in base ai valori di angolo di rotore e frequenza durante il guasto, come mostrato in Tab. 4-8, Tab 4-9 e Fig. 4-7, 4-8.

Tab. 4-8 Valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind

FCT [s]	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
0.300	96.09°	94.43°	94.51°	95.43°	84.97°

Tab. 4-9 Valori di CCT con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind

	Base	SVC	STATCOM	EXST4B	Line
CCT [s]	0.455	0.457	0.462	0.452	0.523

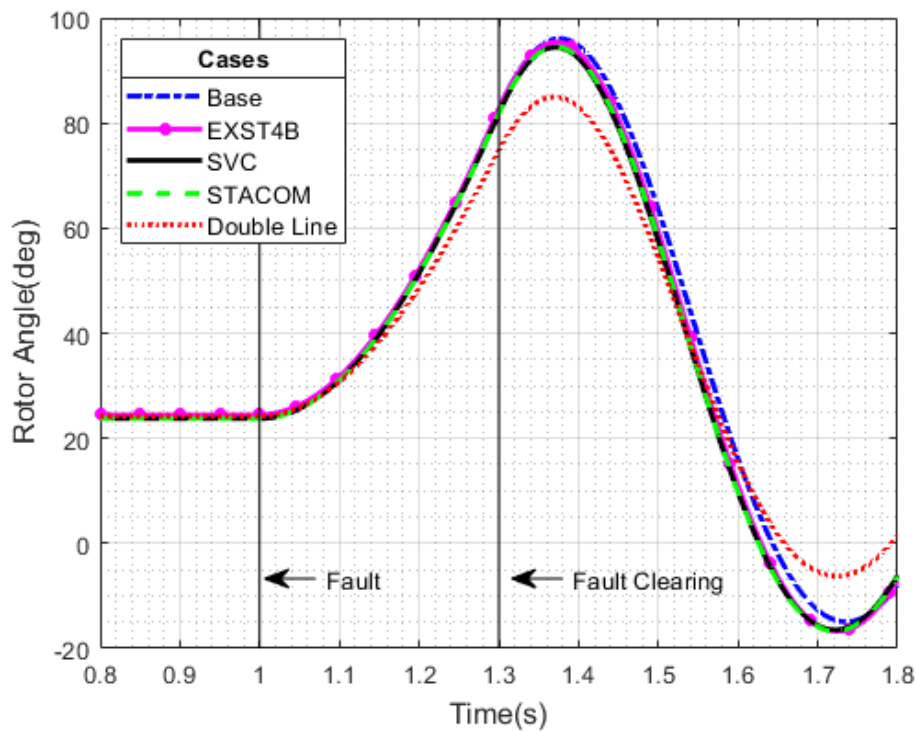


Fig. 4-7 Comparazione dei valori di angolo di rotore con differenti dispositivi per lo scenario con sostituzione tramite generatore Wind

I valori dell'angolo di rotore ottenuti nello scenario di sostituzione e mostrati in Tab. 4-8, mostrano che l'angolo massimo di rotore per ciascuna soluzione è inferiore al valore dell'angolo di rotore ottenuto per la stessa soluzione nello scenario di aggiunta. Lo stesso andamento si osserva per il CCT in Tab. 4-9. Ciò è dovuto ad un diverso punto di funzionamento del Generatore 2, perché la presenza del generatore eolico consente al Generatore 2 una quota inferiore di potenza generata al Bus 2.

Anche nello scenario sostitutivo, la soluzione migliore per la stabilità dell'angolo di rotore è la doppia linea, in confronto agli altri dispositivi che portano ad un più piccolo effetto. L'oscillazione di frequenza nello scenario di sostituzione si comporta in modo simile allo scenario di aggiunta, confermando che l'EXST4B è la migliore soluzione in termini di stabilità di frequenza, raggiungendo un valore minimo di 49,7 [Hz], come mostrato in Fig. 4-8.

Conclusioni

Le soluzioni proposte in questo elaborato mirano a migliorare o comunque supportare la stabilità dei sistemi elettrici di potenza di fronte all'aumento della penetrazione di generazione da fonte rinnovabile. Come già accennato, tale aumento porta con sé un indebolimento della rete in termini di stabilità transitoria, caratteristica fondamentale negli istanti successivi ad una contingenza (guasto, variazione di carico, etc.).

Nel capitolo 2 è stato mostrato che l'aumento della penetrazione dei generatori IFG provoca una riduzione dell'energia cinetica disponibile nel sistema elettrico interconnesso, con le relative ripercussioni sulla sua stabilità transitoria. Pertanto, è necessaria un'analisi tecnico-economica volta a valorizzare il contributo intrinseco di inerzia dei generatori convenzionali ed a sviluppare tecniche di regolazione rapida. In base ai risultati ottenuti, l'impatto dell'uso di FV è sicuramente positivo per ridurre la prima oscillazione dell'angolo di rotore, vantaggio rilevante in un EPS con una bassa inerzia. Tuttavia, il FV può causare un'evidente instabilità durante la seconda oscillazione. I sistemi avanzati di FV aggiungono una certa complessità al sistema di controllo della valvola della turbina, ma dovrebbero rivelarsi utili per la stabilità transitoria ed economicamente vantaggiosi. L'economicità di tali soluzioni, e quindi l'interesse degli investimenti da parte dei proprietari delle centrali termoelettriche, è strettamente correlata alla presenza di specifici mercati dei servizi accessori (e.g. un controllo della frequenza primaria di tipo "enhanced").

Le analisi sviluppate nel Capitolo 3 mostrano che, limitatamente alle reti considerate, le migliori soluzioni per migliorare la stabilità dell'angolo di rotore sono l'eccitatore ad azione rapida e l'aggiunta di una nuova linea parallela. Nel caso della stabilità di frequenza, invece, la soluzione migliore è l'eccitatore ad azione rapida, mentre l'aggiunta di una nuova linea parallela ha un effetto limitato.

Come dimostrato nel Capitolo 4, l'aggiunta di un generatore eolico all'interno della rete analizzata nel Capitolo 3 porta a una minore stabilità del sistema, limitatamente a quanto osservato nella rete in esame. Questo è vero fino a quando non viene installata una quantità molto grande di generazione eolica (ad esempio, 150 [MVA] in questo caso). La potenza iniettata influisce anche sulla stabilità, poiché nel caso in cui si consideri tale potenza vicino al valore di potenza massima del generatore eolico porta a margini di stabilità inferiori negli angoli di rotore.

Sia nello scenario con turbine eoliche aggiuntive che nello scenario con turbine eoliche sostitutive, l'aggiunta di una linea parallela (controllo preventivo della stabilità transitoria) è la soluzione migliore per migliorare la stabilità dell'angolo di rotore, mentre l'impatto sulla stabilità della frequenza è limitato. In caso di controllo di emergenza della stabilità transitoria, l'eccitatore ad azione rapida è la soluzione migliore, soprattutto in termini di stabilità di frequenza, poiché agisce più velocemente di qualsiasi altra soluzione. D'altra parte, per la stabilità della frequenza, l'eccitatore ad azione rapida è la soluzione migliore, mentre l'aggiunta di una nuova linea parallela ha un effetto limitato. L'uso di SVC e STATCOM, anche se migliora la stabilità dell'angolo di rotore, mostra effetti limitati. D'altra parte, SVC e STATCOM sono una buona soluzione per migliorare la stabilità della frequenza. Il loro utilizzo consente di contenere le fluttuazioni di frequenza durante la fase transitoria ed evitare il distacco del carico installandoli nella rete considerata. In SVC e STATCOM si tiene conto anche dell'aspetto economico. Il risultato della semplice analisi costi-benefici mostra che l'investimento richiesto per questi dispositivi non è redditizio considerando solo l'impatto sulla stabilità della fase transitoria.

I risultati ottenuti in questo documento possono essere riassunti come segue: grazie alla loro potenza reattiva e supporto di tensione, i dispositivi SVC e STATCOM sono utili per migliorare la stabilità transitoria. L'SVC è leggermente avanti rispetto alla rete considerata, ma in caso di rete debole le sue prestazioni peggiorano, mentre la soluzione STATCOM garantisce una migliore performance in termini di stabilità dell'angolo di rotore in caso di rete debole o caso caratterizzato da una bassa percentuale di generazione sincrona (es. elevata penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili); Il costo più elevato di STATCOM rispetto a SVC è giustificato dalla più ampia gamma di potenza e dalla facilità di allocazione e manutenzione; anche l'ammodernamento dei sistemi di eccitazione è una soluzione, grazie all'impatto diretto sui generatori, per i quali si potrebbe creare un incentivo economico se la fornitura dei servizi di regolazione della tensione fosse remunerata. Investire nella rete elettrica raddoppiando importanti linee non è solo fondamentale per evitare problemi di congestione, ma anche per migliorare significativamente la stabilità della rete. Questo miglioramento consentirebbe anche l'installazione di più unità di generazione FER [30][31][32], che possono avere un impatto significativo sulla stabilità se non sono tecnologicamente predisposti a partecipare alla regolamentazione.

Questo elaborato fornisce un esame preliminare dell'impatto delle nuove tecnologie basate su inverter sul miglioramento della sicurezza dei moderni sistemi energetici attraverso lo

studio di micro-reti e degli impatti sulla stabilità delle stesse al variare della quota di generazione rinnovabile presente. La scelta di queste micro-reti viene dettata dalla possibilità di poter agilmente effettuare confronti con gli studi già presenti in letteratura e, in quest'ottica, gli sviluppi futuri includeranno i seguenti argomenti: l'impatto delle tecnologie considerate sulla stabilità transitoria e sulla stabilità di frequenza in un caso studio IEEE con un gran numero di generatori di energia rinnovabile, in particolare impianti eolici e fotovoltaici; gli effetti dei modelli di carico (es. modello esponenziale, modello ZIP, ecc.) saranno maggiormente studiati, così come i sistemi in grado di fornire inerzia sintetica, come sistemi d'accumulo con controllo di tipo VSM. Dal punto di vista economico, nuovi prodotti di mercato, ad es. servizi ausiliari, devono essere sviluppati per incoraggiare non solo le utility a fornire servizi basati su nuove tecnologie, ma anche i TSO a procurarsi risorse convenienti per gestire in sicurezza i sistemi elettrici.

Infine, un passo importante per confermare e generalizzare i risultati ottenuti in questo lavoro per la rete IEEE 9-bus consiste nell'applicare questa analisi ai sistemi elettrici reali. Tuttavia, molte caratteristiche di tali sistemi possono influenzare i risultati finali (ad es. tecnologie di generazione, caratteristiche della rete di trasmissione, ecc.), quindi è importante eseguire anche in questo caso un'analisi comparativa tra due sistemi. Ad esempio, confrontare il comportamento dei sistemi energetici di due maggiori isole italiane (cioè Sicilia e Sardegna) può essere un test utile. Questo passaggio è in fase di sviluppo [55].

Bibliografia

- [1] Terna – Piano di sviluppo 2020.
- [2] Ministero dello sviluppo economico - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e Clima.
- [3] Terna – Contesto ed evoluzione del sistema elettrico.
- [4] Terna - <https://www.terna.it/it>
- [5] AEIT – L'energia elettrica, gennaio/febbraio 2018, numero 1 - volume 95.
- [6] Terna – Allegato A15 CdR, Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza- potenza.
- [7] PowerWorld Corporation - <https://www.powerworld.com/>
- [8] S. Licciardello - Analisi dell'impatto dello sviluppo delle rinnovabili sulla stabilità di frequenza nei sistemi elettrici di potenza.
- [9] R. Licciardello - Studio dei transitori di frequenza nei moderni sistemi di potenza tramite software PowerWorld Simulator.
- [10] PowerWorld Corporation - [https://www.powerworld.com/WebHelp/#TransientModels_HTML/Governor%20IEESGO%20and%20IEESGOD.htm?TocPath=Transient%2520Stability%2520Add-On%2520\(TS\)%257CTransient%2520Models%257CGenerator%257CGovernor%257C_44](https://www.powerworld.com/WebHelp/#TransientModels_HTML/Governor%20IEESGO%20and%20IEESGOD.htm?TocPath=Transient%2520Stability%2520Add-On%2520(TS)%257CTransient%2520Models%257CGenerator%257CGovernor%257C_44)
- [11] BP energy outlook, London, 2017. ^[1]_{SEP}
- [12] A. Ulbig, T. Rinke, S. Chatzivasileiadis, G. Andersson, "Predictive control for real-time frequency regulation and rotational inertia provision in power systems," 52nd IEEE Conference on Decision and Control, Firenze, 2013, pp. 2946-2953.
- [13] ENTSO-E: Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors. Marzo 2016. Available on line.
- [14] Terna SpA: Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza. Luglio 2008 (in Italian).
- [15] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, and C. H. Antunes, "Energy management systems aggregators: A literature survey," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 73, no. February, pp. 1160–1172, 2017.
- [16] E. Spahic, D. Varma, G. Beck, G. Kuhn, V. Hild, "Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions," IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.

- [17] Nahid-Al-Masood, N. Modi, T.K. Saha, R. Yan, "Investigation of non-synchronous penetration level and its impact on frequency response in a wind dominated power system," IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [18] P. Tielens, D. Van Hertem, "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables," Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, Delft, Olanda, 2012.
- [19] A. Ulbig, T.S. Borsche, G. Andersson, "Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation," IFAC World Congress, Capetown, Sudafrica, 2014.
- [20] P. Tielens, D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power system," Renewable and Sustainable Energy Review, vol. 55, 2016.
- [21] J. Keller, B. Kroposki, "Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources," Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Denver, 2010.
- [22] M. Pertl, T. Weckesser, M. Rezkalla, M. Marinelli, "Transient Stability Improvement: A Review and Comparison of Conventional and Renewable based Techniques for Preventive and Emergency Control." *Electr Eng* (2017). <https://doi.org/10.1007/s00202-017-0648-6>.
- [23] M. Dreidy, H. Mokhlis, S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69, pp. 144–155, 2017.
- [24] P. Demetriou, M. Asprou, J. Quiros-Tortos, E. Kyriakides, "Dynamic IEEE Test Systems for Transient Analysis," *IEEE Systems Journal*, vol.PP, no.99, pp.1-10, Jul. 2015.
- [25] P. Kundur, "Power system stability and control." McGraw-Hill Inc. New York, 1994.
- [26] J.M.Ramirez, F.V.Arroyave, R.E.CorreaGutierrez, "Transient stability improvement by nonlinear controllers based on tracking," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(2), pp. 315–321, 2011.
- [27] M. A. Mahmud, H. R. Pota, M. Aldeen, and M. J. Hossain, "Partial Feedback Linearizing Excitation Con- troller for Multimachine Power Systems to Improve Transient Stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(2):561–571, 2014.
- [28] Riya Saluja, M.H. Ali, "Novel Braking Resistor Models for Transient Stability Enhancement in Power Grid System," In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technolo- gies Conference (ISGT)*, pages 1–6, Washington, DC, 2013.
- [29] Riya Saluja, Sagnika Ghosh, and Mohd Hasan Ali, "Transient Stability Enhancement of Multi-Machine Power System by Novel Braking Resistor Models," In *IEEE Southeastcon*, pages 1–6, Jacksonville,FL, 2013.
- [30] Mohd Hasan Ali, Toshiaki Murata, Junji Tamura, "Augmentation of Transient Stability by Fuzzy-

Logic Controlled Braking Resistor in Multi-Machine Power System,” In IEEE Power Tech, pages 1–7, St. Petersburg, 2005.

[31] Ramnarayan Patel, T.S. Bhatti, D.P. Kothari, “Improvement of Power System Transient Stability Using Fast Valving: A Review.” *Electric Power Components and Systems*, 29(10), pp. 927–938, 2001.

[32] R. Patel, T. S. Bhatti, D. P. Kothari, “Improvement of power system transient stability by coordinated operation of fast valving and braking resistor,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 150(3), pp. 311–316, 2003.

[33] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

[34] Marconato, *Electric power systems vol.3 Dynamic behaviour, stability and emergency controls*. CEI 2008.

[35] Pertl, M., Weckesser, T., Rezkalla, M. et al. Transient stability improvement: a review and comparison of conventional and renewable-based techniques for preventive and emergency control. *Electr Eng* 100, 1701–1718 (2018).

[36] Barrios-Martínez, Esther; Ángeles-Camacho, Cesar. Technical comparison of FACTS controllers in parallel connection. *Journal of applied research and technology*, 2017, 15.1: 36-44.

[37] Gandoman, Foad H., et al. Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2018, 82: 502-514.

[38] A.A. Alabduljabbara, J.V. Milanovich; Assessment of techno-economic contribution of FACTS devices to power system operation. *Electric Power Systems Research* Volume 80, Issue 10, October 2010, Pages 1247-1255

[39] RR. Kaur and D. Kumar, “Transient stability improvement of IEEE 9 bus system using power world simulator,” *Int. J. Eng. Res. Appl.*, vol. 6, no. 1, pp. 35–39, 2016.

[40] ENTSO-E, “Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration”, 31 March 2021.

[41] Habur, Klaus. FACTS for cost effective and reliable transmission of electrical energy. www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/facts_siemens.pdf 2002.

[42] PSCAD - IEEE 09 Bus System. 177.

- [43] Marconato, Electric power systems vol.1 Background and basic components and Electric power systems. CEI 2002.
- [44] Arif, A., Wang, Z., Wang, J., Mather, B., Bashualdo, H., & Zhao, D. (2017). Load modeling—A review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 5986-5999.
- [45] Pasiopoulou, I. D., Kontis, E. O., Papadopoulos, T. A., & Papagiannis, G. K. (2021). Effect of load modelling on power systems stability studies. *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020)*, 2020, pp. 435-440, doi: 10.1049/icp.2021.1266.
- [46] AEMO, System strength, March 2020.
- [47] NERC, Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems. Reliability Guideline, December 2017.
- [48] Terna, Allegato al codice di rete A.12 “Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico e piano di alleggerimento”.
- [49] Bando di gara–Servizi di pubblica utilità, Gara 0000031682 – Appalto Integrato per la realizzazione di n. 3 impianti Statcom con potenza nominale +/-125 MVar.
- [50] Terna, Documento Metodologico per l’Applicazione dell’Analisi Costi Benefici Applicata al Piano di Sviluppo 2020. (in Italian)
- [51] Koglin; Roos; Wellssow. Application of reliability calculation methods to planning of high voltage distribution networks.
- [52] Katsivelakis, Michail; Bargiotas, Dimitrios; Daskalopulu, Aspasia. Transient Stability Analysis in Power Systems Integrated with a Doubly-Fed Induction Generator Wind Farm. In: 2020 11th International Conference on Information, Intelligence, Systems and Applications (IISA. IEEE, 2020. p. 1-7.
- [53] Kusumo, S.A.; Lesnanto, M.P. Transient Stability Study in Grid Integrated Wind Farm. In Proceedings of the 5th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE), Semarang, Indonesia, 26–28 September 2018.
- [54] Wilch, M., et al. Reactive power generation by dfig based wind farms with ac grid connection. In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech. IEEE, 2007. p. 626-632.
- [55] Tina, G. M., Licciardello, S., & Stefanelli, D. (2019, June). Strategic role of new power generation assets for the security of the future Italian power system. In 2019 IEEE International Conference on

Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-6). IEEE.

[56] Gautam, D., Vittal, V., & Harbour, T. (2009). Impact of increased penetration of DFIG-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on power systems*, 24(3), 1426-1434.

[57] Chamorro, H. R., Ghandhari, M., & Eriksson, R. (2013, September). Wind power impact on power system frequency response. In *2013 North American Power Symposium (NAPS)* (pp. 1-6). IEEE.

[58] Terna, "Piano di Sviluppo 2020," Terna S.p.A.

[59] Terna, "Piano di Sviluppo 2021," Terna S.p.A.

[60] Flynn, D., Rather, Z., Ardal, A., D'Arco, S., Hansen, A. D., Cutululis, N. A., ... & Wang, Y. (2017). Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 6(2), e216.

[61] Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401.

[62] Salem, Q., & Altawil, I. (2014). Transient Stability Enhancement of Wind Farm Connected to Grid Supported with FACTS Devices. *International Journal of Electrical Energy*, 2, 154-160.

[63] Pertl, M., Weckesser, T., Rezkalla, M., & Marinelli, M. (2018). Transient stability improvement: a review and comparison of conventional and renewable-based techniques for preventive and emergency control. *Electrical Engineering*, 100(3), 1701-1718.

[64] Force, W. R. E. M. T. (2014). WECC wind plant dynamic modeling guidelines. Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 17.

[65] Terna, Transparency report, available at <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/actual-generation>

[66] Erlich, I., Wilch, M., & Feltes, C. (2007, September). Reactive power generation by DFIG based wind farms with AC grid connection. In *2007 European Conference on Power Electronics and Applications* (pp. 1-10). IEEE.