

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dell'Informazione

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Automazione



**MODELLISTICA E CONTROLLO DI UN GENERATORE
ASINCRONO A DOPPIA ALIMENTAZIONE PER
TURBINE EOLICHE CON ANALISI DELLA RISPOSTA
AI BUCHI DI TENSIONE**

Relatore: Prof. Sergio BITTANTI

Correlatori: Prof. Francesco CASTELLI DEZZA

Ing. Carlo SANDRONI

Tesi di Laurea di:

Chiara GUARINO - Matr. 720205

Anno Accademico 2009 - 2010

Ringraziamenti

Non riesco a trovare le parole per esprimere la mia immensa gratitudine nei confronti del Professore Francesco Castelli Dezza per avermi sempre aiutata quando mi sono trovata in difficoltà, per avermi sempre sostenuta, per avermi insegnato tante cose, per avermi risposto alle email anche ad agosto, per avere incoraggiato la mia creatività e potrei continuare all'infinito..insomma si è capito che senza l'incommensurabile aiuto del Professore Francesco Castelli Dezza non ce l'avrei mai fatta!!

Vorrei poi esprimere la mia grandissima riconoscenza nei confronti dell'Ingegnere Daniele Rosati, il quale è riuscito a trasmettermi il suo metodo scientifico nell'affrontare i problemi, ha contribuito incessantemente a fare nascere in me quel senso pratico che mi mancava, e che ti rende tanto ingegnere!! Lo ringrazio per avermi sopportata in questi ultimi mesi, e per avermi aiutato nei momenti di difficoltà. Grazie di cuore.

Infine ringrazio il Professore Sergio Bittanti , l'ingegnere Antonio De Marco e l'ingegnere Carlo Sandroni.

Caspita non ci posso credere, adesso sono una donna ingegnere!!

Chiara Guarino

*Ai miei genitori
e a Diego*

Indice

| | |
|---|----|
| Indice delle figure | 11 |
| Introduzione | 17 |
| Obiettivi della Tesi..... | 19 |
| 1 L'Energia Eolica | 21 |
| 1.1 Prefazione..... | 21 |
| 1.2 Le Energie Rinnovabili | 21 |
| 1.3 Direttive internazionali..... | 23 |
| 1.4 Energie Rinnovabili in Italia | 26 |
| 1.5 Eolico in Italia | 27 |
| 1.6 L'Energia dal vento..... | 30 |
| 1.6.1 Misure | 30 |
| 1.6.2 Potenza Teorica..... | 31 |
| 1.6.3 La Teoria di Betz | 33 |
| 2 Aerogeneratori | 37 |
| 2.1 Struttura di un Aerogeneratore..... | 37 |
| 2.2 Torre e Navicella..... | 38 |
| 2.3 Pale di Rotore | 39 |
| 2.4 Mozzo e Gearbox | 42 |
| 2.5 Caratteristica operativa di un aerogeneratore..... | 44 |
| 2.6 Controllo di Potenza..... | 46 |
| 2.6.1 Controllo di imbardata | 46 |
| 2.6.2 Controllo del passo di pala..... | 47 |
| 2.6.3 Controllo dello stallo | 48 |
| 2.7 Generatore Elettrico | 49 |
| 2.7.1 Generatore asincrono a gabbia di scoiattolo (SCIG) | 51 |
| 2.7.2 Generatore sincrono a rotore avvolto (WRSG) | 51 |
| 2.7.3 Generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG)..... | 52 |
| 2.8 Generatore asincrono a doppia alimentazione | 52 |
| 2.8.1 Generalità..... | 52 |
| 2.8.2 Problema del LVRT per aerogeneratori DFIG | 55 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 2.9 | Prescrizioni della Normativa CEI 11-32-v3 riguardanti gli abbassamenti di tensione..... | 56 |
| 3 | Modellistica e Controllo del generatore asincrono a doppia alimentazione | 59 |
| 3.1 | Modello dinamico della macchina a induzione | 59 |
| 3.2 | Circuiti equivalenti del DFIG | 62 |
| 3.2.1 | Modello a 5 parametri senza trasformatore ideale | 62 |
| 3.2.2 | Modello a 5 parametri con trasformatore ideale | 63 |
| 3.2.3 | Modello Γ del DFIG..... | 65 |
| 3.2.4 | Modello Γ del DFIG usando come variabili di stato il Flusso di statore e la corrente di rotore | 66 |
| 3.3 | Parametri della macchina GAMESA G58-850 kW..... | 69 |
| 3.3.1 | Modello della macchina a induzione con rotore in corto circuito..... | 71 |
| 3.3.2 | Risultati simulazioni del modello della macchina a induzione con coppia resistente nulla..... | 72 |
| 3.4 | Funzionamento del DFIG a regime | 80 |
| 3.5 | Controllo ad orientamento di campo per le correnti rotoriche | 82 |
| 3.6 | Sintesi dei regolatori PI | 85 |
| 3.6.1 | Regolatore di velocità..... | 85 |
| 3.6.2 | Regolatore di corrente | 87 |
| 3.7 | Risultati simulazioni in condizioni nominali..... | 89 |
| 3.8 | Il problema delle oscillazioni a 50 Hz | 91 |
| 4 | Analisi Stabilità del DFIG equipaggiato con FOC-PI..... | 93 |
| 4.1 | Equazioni del Modello non lineare..... | 93 |
| 4.2 | Modello Lineare Tangente..... | 97 |
| 4.3 | Analisi di Sensitività Rispetto al Punto di Equilibrio..... | 98 |
| 4.4 | Limite di stabilità legato a i_{dr} per la potenza reattiva | 103 |
| 5 | Risposta al Low Voltage Ride Through del DFIG equipaggiato con controllo FOC-PI | 105 |
| 5.1 | Introduzione all'analisi | 105 |
| 5.2 | Comportamento del sistema nel caso di una caduta di tensione..... | 108 |
| 5.2.1 | Risposta al LVRT con $i_r=0$ | 109 |
| 5.2.2 | Risposta al LVRT con $i_r \neq 0$ | 112 |
| 5.3 | Analisi delle grandezze elettriche durante il LVRT | 113 |
| 5.3.1 | Tensione e corrente di Rotore <i>prima e durante</i> il guasto..... | 116 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 5.4 | Sovradimensionamento del convertitore per rispondere al LVRT | 118 |
| 5.5 | Prestazioni dinamiche del controllo PI | 121 |
| 6 | Sviluppo di un regolatore sliding mode | 125 |
| 6.1 | Perché si vuole utilizzare un regolatore sliding mode | 125 |
| 6.2 | Implementazione del controllo sliding mode | 126 |
| 6.3 | Risultati simulazioni con controllo SM vs PI durante un abbassamento del 80% della tensione di alimentazione | 130 |
| 6.4 | Risultati simulazioni con controllo SM vs PI durante un abbassamento del 100% della tensione di alimentazione | 133 |
| | Conclusioni | 137 |
| | Sviluppi futuri | 139 |
| | Bibliografia | 141 |

Indice delle figure

| | |
|---|----|
| Figura 1.1: Adesione al Protocollo di Kyōto al febbraio 2009: in verde gli stati che hanno..... | 23 |
| Figura 1.2: Consumo di energia pro capite nel mondo (IEA) | 24 |
| Figura 1.3: Consumo mondiale di energia primaria per fonti (ENEA) | 24 |
| Figura 1.4: Energia richiesta in Italia espressa in TWh (fonte TERNA)..... | 26 |
| Figura 1.5: Produzione rinnovabile espressa in TWh dei paesi dell'UE-15 (fonte GSE) | 27 |
| Figura 1.6: A sinistra mappa della ventosità annua a 75 metri slm (fonte ERSA spa). A destra distribuzione regionale percentuale della produzione eolica nel 2008 (fonte GSE) | 28 |
| Figura 1.7: Distribuzione di potenza e numerosità degli impianti eolici al 2008 (fonte GSE)..... | 29 |
| Figura 1.8: Schema di riferimento per la teoria di Betz..... | 34 |
| Figura 2.1: Turbina eolica ad asse verticale | 37 |
| Figura 2.2: Esempi di turbine eoliche ad asse orizzontale..... | 38 |
| Figura 2.3: Schema di una turbina eolica ad asse orizzontale | 39 |
| Figura 2.4: Pale di rotore di turbine eoliche ad asse orizzontale | 40 |
| Figura 2.5: Investimento del profilo di pala da parte di una vena fluida | 40 |
| Figura 2.6: Generazione delle forze di portanza e resistenza sulle pale | 41 |
| Figura 2.7 Mozzo per turbina eolica a tre pale | 42 |
| Figura 2.8: spaccato assonometrico e sezione di un gearbox | 43 |
| Figura 2.9: Coefficienti di Potenza in funzione del pitch β della pala e del tip speed ratio λ | 45 |
| Figura 2.10: Sistema per il controllo dell'angolo di pitch | 48 |
| Figura 2.11: Condizione di stallo di un profilo alare | 48 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.12: Configurazione sistema DFIG | 52 |
| Figura 2.13: Sistema DFIG con convertitore back to back | 53 |
| Figura 2.14: Flussi di Potenza in un DFIG..... | 55 |
| Figura 2.15: Flussi di Potenza in un DFIG, nei due casi di iper e ipo-sincronismo..... | 55 |
| Figura 2.16: Valori della tensione a cui, in seguito ad un guasto in rete, la centrale eolica deve mantenere la connessione. | 57 |
| Figura 3.1: Schema della macchina a induzione | 60 |
| Figura 3.2: Macchina a induzione su assi generici d,q..... | 62 |
| Figura 3.3: Circuito equivalente del DFIG..... | 63 |
| Figura 3.4: Circuito equivalente del DFIG con trasformatore ideale..... | 64 |
| Figura 3.5: Modello Γ del DFIG | 66 |
| Figura 3.6: Modello Γ del DFIG con grandezze rotoriche riportate al primario..... | 66 |
| Figura 3.7: Dati di targa del Generatore di riferimento per la Tesi..... | 70 |
| Figura 3.8: Spaccato assonometrico della navicella..... | 70 |
| Figura 3.9: Curva di potenza della macchina GAMESA G58-850kW | 71 |
| Figura 3.10: Velocità meccanica del rotore nel caso di coppia resistente nulla..... | 73 |
| Figura 3.11: Dettaglio della velocità meccanica del rotore a regime..... | 73 |
| Figura 3.12: corrente della fase a di statore | 73 |
| Figura 3.13: Corrente di statore a regime con periodo $T = 0.02$ secondi..... | 74 |
| Figura 3.14: Corrente della fase a di rotore nel caso di coppia resistente nulla applicata | 75 |
| Figura 3.15: corrente della fase a di rotore con coppia resistente nulla applicata, dettaglio di regime..... | 75 |
| Figura 3.16: Flusso di statore | 76 |
| Figura 3.17: Flusso di statore a regime | 76 |
| Figura 3.18: Caratteristica dinamica | 77 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.19: Potenze attiva e reattiva nel caso di coppia resistente nulla applicata | 77 |
| Figura 3.20: Potenze attiva e reattiva a regime..... | 78 |
| Figura 3.21: Coppia di spunto della macchina asincrona con rotore in c.c. | 78 |
| Figura 3.22: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,32T_n$ | 79 |
| Figura 3.23: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,33 T_n$ | 79 |
| Figura 3.24: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,34 T_n$ | 79 |
| Figura 3.25: Fasori Tensione e Corrente nel caso in cui P è generata e Q=0 | 81 |
| Figura 3.26: Diagramma dei fasori completo a regime nel caso in cui P è generata e Q=0 | 82 |
| Figura 3.27– Schema del sistema di controllo generale del DFIG | 83 |
| Figura 3.28: Schema del sistema di controllo generale del DFIG, con anelli di velocità e correnti | 83 |
| Figura 3.29: schema di controllo del DFIG | 84 |
| Figura 3.30– Diagramma di Bode di $G\Omega s$ | 86 |
| Figura 3.31– Diagramma di Bode di $L\Omega s$ | 86 |
| Figura 3.32– Diagramma di Bode di Gis | 88 |
| Figura 3.33– Diagramma di Bode di Ls | 88 |
| Figura 3.34: velocità meccanica del rotore | 90 |
| Figura 3.35: tensioni d'asse diretto e in quadratura a regime con controllo PI | 90 |
| Figura 3.36: corrente d'asse diretto a regime con controllo PI..... | 90 |
| Figura 3.37: corrente d'asse in quadratura a regime con controllo PI..... | 91 |
| Figura 3.38: Flusso di statore con sistema instabile | 91 |
| Figura 3.39: Coppia elettrica con sistema diventato instabile | 92 |
| Figura 3.40: Correnti i_{dr} e i_{qr} | 92 |
| Figura 4.1: Diagramma dei Fasori Tensione e Corrente di Statore | 94 |
| Figura 4.2: Tensione di Statore espressa rispetto alle coordinate fisse di Statore | 95 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4.3: Ritratto di fase della dinamica del Flusso di Statore | 96 |
| Figura 4.4: Sensitività a idr: f_{dt} da V_s a ψ_s | 99 |
| Figura 4.5: Sensitività a idr: i_{dr} a ψ_s | 100 |
| Figura 4.6: Sensitività a idr: F_{dt} da i_{qr} a ψ_s | 100 |
| Figura 4.7: Mappa dei poli e degli zeri della F_{dt} da i_{dr} a ψ_s | 101 |
| Figura 4.8: Sensitività a iqr: f_{dt} da V_s a ψ_s | 101 |
| Figura 4.9: Sensitività a iqr: F_{dt} da i_{dr} a ψ_s | 102 |
| Figura 4.10: Sensitività a iqr: F_{dt} da i_{qr} a ψ_s | 102 |
| Figura 4.11: mappa dei poli e degli zeri della F_{dt} da i_{dr} a ψ_s | 103 |
| Figura 5.1: Circuito elettrico del DFIG | 106 |
| Figura 5.2: Modello della macchina dal punto di vista del rotore..... | 112 |
| Figura 5.3: Tensioni e correnti di statore e rotore <i>prima, durante e dopo</i> il guasto..... | 113 |
| Figura 5.4: Tensioni e correnti di statore e rotore <i>durante</i> il guasto | 114 |
| Figura 5.5: Modulo del Flusso di Statore confrontato col modulo della corrente della fase <i>a</i> di statore <i>prima, durante e dopo</i> il guasto | 114 |
| Figura 5.6: Flusso e corrente di statore <i>prima, durante e dopo</i> il guasto..... | 115 |
| Figura 5.7: Flusso e corrente di statore <i>durante</i> il guasto | 115 |
| Figura 5.8: Flusso di statore e corrente di statore <i>dopo</i> il guasto..... | 116 |
| Figura 5.9: Tensione e corrente rotorica <i>durante</i> il guasto | 117 |
| Figura 5.10: Tensione della fase <i>a</i> di rotore <i>prima e durante</i> il guasto | 117 |
| Figura 5.11: Schema convertitore e generatore collegati alla Rete..... | 119 |
| Figura 5.12: Tensione e corrente di rotore da una condizione di regime iniziale a quella dopo il disturbo di rete | 121 |
| Figura 5.13: Corrente d'asse diretto <i>prima, durante e dopo</i> il guasto | 122 |
| Figura 5.14: corrente d'asse in quadratura <i>prima, durante e dopo</i> il guasto..... | 122 |
| Figura 5.15: corrente d'asse in quadratura <i>prima, durante e dopo</i> il guasto..... | 123 |

| | |
|---|-----|
| Figura 6.1: Sistema di controllo con regolatore sliding mode | 128 |
| Figura 6.2: Struttura del controllo sliding mode | 130 |
| Figura 6.3: corrente d'asse in quadratura con PI vs SM durante un abbassamento dell'80% di tensione | 131 |
| Figura 6.4: corrente d'asse diretto con PI vs SMC durante un abbassamento di tensione dell'80%..... | 131 |
| Figura 6.5: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo PI nel caso di un abbassamento dell'80% di tensione..... | 132 |
| Figura 6.6: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo SM nel caso di un abbassamento dell'80% di tensione..... | 133 |
| Figura 6.7: Andamento della corrente rotorica d'asse in quadratura utilizzando i due controlli PI e SM nel caso di un buco del 100% di tensione | 134 |
| Figura 6.8: Andamento della corrente rotorica d'asse diretto utilizzando i due controlli PI e SM nel caso di un buco del 100% di tensione..... | 134 |
| Figura 6.9: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo PI nel caso di un buco dell'100% di tensione | 134 |
| Figura 6.10 Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo SM nel caso di un buco dell'100% di tensione | 135 |

Introduzione

Le crisi economiche e ambientali cui si assiste ormai quotidianamente da parecchi anni a questa parte hanno portato a un crescente interesse nei confronti delle tecnologie per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tra cui una delle più diffuse è l'energia eolica.

Questa Tesi si pone l'obiettivo di analizzare la risposta di un generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG) per turbine eoliche al problema degli abbassamenti di tensione.

La struttura di un sistema DFIG deriva da quella della macchina asincrona con rotore avvolto, ma a differenza di quest'ultima presenta un'alimentazione sia attraverso lo statore della macchina, che è *direttamente* collegato alla Rete, sia attraverso il rotore, i cui avvolgimenti sono collegati alla Rete in maniera *indiretta* attraverso un convertitore in configurazione *back-to-back*.

Le turbine eoliche equipaggiate con sistema DFIG sono tra le più diffuse (70%) a livello industriale tra quelle a velocità variabile, cioè progettate per poter operare a velocità di rotazione variabili rispetto alla velocità di sincronismo ($\pm 30\%$), allo scopo di ottenere la massima efficienza aerodinamica su un ampio *range* di velocità del vento.

Oltre quindi a presentare notevoli vantaggi dal punto di vista dell'efficienza aerodinamica, i sistemi DFIG consentono di diminuire le perdite nel convertitore, che infatti sono inferiori rispetto a sistemi in cui invece esso è dimensionato per una potenza pari al 100% della potenza totale e di conseguenza si riducono i costi dell'Elettronica di Potenza.

Purtroppo uno dei maggiori problemi del loro utilizzo deriva dalla *insufficiente* capacità di superare abbassamenti di tensione e rimanere, durante tali disturbi, connessi alla Rete. Oggi infatti le normative tecniche impongono alle turbine eoliche di rimanere connesse alla rete durante i guasti, in modo che esse possano contribuire *attivamente* al mantenimento della stabilità del sistema di trasmissione, ma questo comporta per i sistemi DFIG la nascita di sovracorrenti e sovratensioni che portano al danneggiamento irreversibile del convertitore.

In questa Tesi viene riportata un'accurata analisi che descrive i motivi che portano al manifestarsi di tali problemi ed esplora quali potrebbero essere le soluzioni per rispondere alle richieste delle normative al problema dei buchi di tensione.

Per raggiungere siffatto obiettivo sono assolutamente prioritari e preliminari: la comprensione dettagliata dei principi di funzionamento del sistema, l'elaborazione di un modello che lo descriva adeguatamente, l'implementazione del sistema di controllo utilizzato attualmente, l'evidenziazione dei limiti che tale sistema presenta e l'analisi delle possibili soluzioni.

A tal fine è stato prodotto un modello del DFIG basato sui parametri di un sistema realmente esistente ed è stato realizzato un controllo FOC-PI, che allo stato attuale è il controllore utilizzato in questo tipo di sistemi.

È stata studiata la stabilità di tale sistema di controllo, evidenziandone i limiti e le imperfezioni. Ed è stato dimostrato che la dinamica del DFIG presenta due autovalori poco smorzati con una corrispondente frequenza naturale circa uguale alla frequenza di rete (50 Hz), avendo calcolato il valore di corrente che rende il sistema instabile. Di conseguenza si è indagato sul limite di potenza reattiva che può essere richiesta dalla Rete, essendo legata alla corrente rotorica d'asse diretto ed è stato calcolato tale limite.

Si è studiata la risposta analitica del sistema di controllo al Low Voltage Ride Through, rilevando le carenze e le problematiche che il suo utilizzo comporta.

In seguito è stato interessante avviare un'indagine volta a sondare soluzioni accettabili relativamente alla modifica del Sistema di Controllo del DFIG e sono state analizzate le prestazioni dinamiche del controllo attualmente utilizzato.

Infine è stato proposto uno schema di controllo alternativo al PI basato sulla tecnica *sliding mode* e le prestazioni dinamiche dei diversi schemi di controllo sono state confrontate secondo opportune cifre di merito, tese a cogliere gli aspetti più significativi della risposta del sistema.

Tale confronto ha messo in luce i vantaggi del regolatore sliding mode rispetto al PI nell'affrontare un abbassamento di tensione, in particolare riducendo i picchi di corrente durante il guasto, permettendo di dimensionare in modo meno oneroso il convertitore.

In conclusione, questo lavoro propone un'analisi approfondita di un sistema ad elevato grado di complessità, quale è il generatore asincrono a doppia alimentazione per turbine eoliche, ponendo le basi per ulteriori futuri sviluppi. Restano infatti aperti alcuni

temi importanti, quali: la progettazione di un controllore stabilizzante che permetta di soddisfare una qualsiasi richiesta di potenza reattiva dalla rete; lo studio di protezioni passive del convertitore per far fronte alle sovra-tensioni e sovra-correnti che insorgono nel sistema durante un guasto; infine, è necessario analizzare la sensibilità all'accuratezza della stima dello stato del sistema, dalla quale dipendono le prestazioni di tutti i sistemi di controllo proposti.

Obiettivi della Tesi

Questa Tesi ha l'obiettivo di studiare quali siano le criticità connesse alla richiesta di insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVRT: Low Voltage Ride Through) da parte di sistemi DFIG, poiché è un problema industriale di fondamentale importanza; ma prima di riuscire ad ottenere un simile risultato è necessario studiare e analizzare in maniera molto dettagliata il funzionamento del sistema in condizioni *normali*, costruirne un modello, basato su parametri di una macchina reale, che lo descriva in maniera adeguata e implementare un controllo che sia come quello che viene utilizzato attualmente. Solo allora si potrà studiare quello che succede durante un guasto di rete e capire davvero i problemi che affliggono questo tipo di sistema.

Pertanto gli obiettivi di questa Tesi sono:

- Produrre un modello del DFIG basato sui parametri di un sistema realmente esistente e realizzarne il controllo PI, che allo stato attuale è il controllore utilizzato.
- Esaminare la stabilità di tale sistema di controllo, evidenziandone i limiti e le imperfezioni.
- Studiare analiticamente la risposta del sistema di controllo di un DFIG al Low Voltage Ride Through, rilevando le carenze e le problematiche che il suo utilizzo comporta.
- Avviare un'indagine volta a sondare soluzioni accettabili relativamente alla modifica del Sistema di Controllo del DFIG

1 L'Energia Eolica

1.1 Prefazione

Una fonte di energia viene definita primaria quando è presente in natura e quindi non deriva dalla trasformazione di nessuna altra forma di energia. Si differenzia dalle fonti di energia secondaria in quanto queste ultime possono essere utilizzate solo a valle di una trasformazione di energia (come la benzina, a valle di una raffinazione chimica, o l'energia elettrica o l'idrogeno)

Le fonti energetiche primarie (distinguibili al loro interno tra rinnovabili o esauribili) attualmente utilizzate sono le seguenti:

- Le biomasse, incluso il legno
- Le fonti fossili, così chiamate perché derivanti dalla decomposizione di organismi preistorici, costituite da petrolio grezzo, gas naturale, carbone
- L'energia geotermica
- L'energia solare
- L'energia eolica
- L'energia idraulica
- L'energia nucleare

1.2 Le Energie Rinnovabili

Il presente capitolo ha lo scopo di definire le premesse politiche ed economiche che hanno dato origine al finanziamento ed alla sperimentazione di nuove forme di approvvigionamento energetico a livello internazionale in particolar modo a ciò che riguarda l'esperienza italiana e specificamente alla risorsa eolica, oggetto d'indagine dell'intera trattazione.

L'incessante sviluppo industriale globale determina una corrispondente crescita costante del fabbisogno energetico che viene soddisfatta per la maggior parte mediante l'utilizzo di combustibili fossili, come petrolio, carbone e gas naturale.

La situazione italiana (D'Armetta), in linea con quella internazionale, vede una produzione energetica affidata per oltre l'80% ai combustibili fossili. Le problematiche più rilevanti conseguenti da questo utilizzo sono fondamentalmente due: la prima, di natura politico-economica, è la dipendenza stretta dei nostri approvvigionamenti energetici dai paesi appartenenti all'OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries), l'organizzazione dei paesi esportatori di petrolio; il secondo aspetto critico è invece di natura ecologica e riguarda l'impatto negativo sull'ambiente legato alla immissione in atmosfera di anidride carbonica generata dalla combustione di tali fonti di energia.

Emerge, dunque, con sempre maggiore attualità, la necessità di soddisfare i bisogni energetici con strategie e tecnologie nuove, che possano consentire un regolare approvvigionamento nel rispetto dell'ambiente e di chi lo popola. La strada maestra per raggiungere questo traguardo è oggi rappresentata dallo sfruttamento delle cosiddette energie rinnovabili.

Sono da considerarsi energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti che, per loro caratteristica intrinseca, si rigenerano o non sono esauribili nella scala dei tempi umani e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque generalmente considerate fonti di energia rinnovabile il Sole, il vento, il calore della terra e tutte quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro, diversamente dalle fonti non rinnovabili, la cui fruibilità è limitata nel tempo sia per via dei lunghi periodi di formazione (di molto superiori a quelli di consumo), sia per essere presenti in riserve non inesauribili.

La classificazione delle diverse fonti è comunque soggetta a molti fattori, non necessariamente scientifici, creando una mancanza di uniformità: una distinzione che spesso viene effettuata in tale ambito è quella tra fonti rinnovabili classiche, essenzialmente idroelettrica e geotermica, e fonti rinnovabili nuove, tra cui vengono generalmente incluse l'energia solare, eolica e da biomassa. Le fonti rinnovabili generalmente dette classiche sono quelle che vengono sfruttate per la produzione di energia elettrica fin dall'inizio dell'età industriale, le cui prospettive di uso futuro dipendono, tra gli altri fattori, dall'esplorazione delle risorse potenziali disponibili, in

particolare nei paesi in via di sviluppo. Solo di recente si è assistito all'ingresso delle fonti rinnovabili nuove, il cui mercato è però già forte; la sfida è allargarne le basi per una crescita continuativa in tutto il mondo: la diffusione strategica in un paese non solo riduce i costi della tecnologia per gli utenti locali, ma anche per quelli negli altri paesi, contribuendo a una riduzione generale dei costi ed al miglioramento delle prestazioni .

La tematica delle energie rinnovabili si intreccia anche con il problema del riscaldamento globale e delle emissioni di CO₂ per il fatto che esse contribuiscono a diminuire l'effetto serra, pur fra difficoltà di verifica delle emissioni effettive e reali di tutta la filiera energetico-produttiva.

1.3 Direttive internazionali

Negli ultimi anni anche a livello politico si è cercato di affrontare i diversi problemi ambientali: per fronteggiare i possibili cambiamenti climatici dovuti all'aumento dell'effetto serra, i paesi industrializzati responsabili di oltre il 70% delle emissioni di gas hanno definito nel 1997 il protocollo di Kyoto, che stabilisce tempi ed entità della riduzione di queste emissioni .

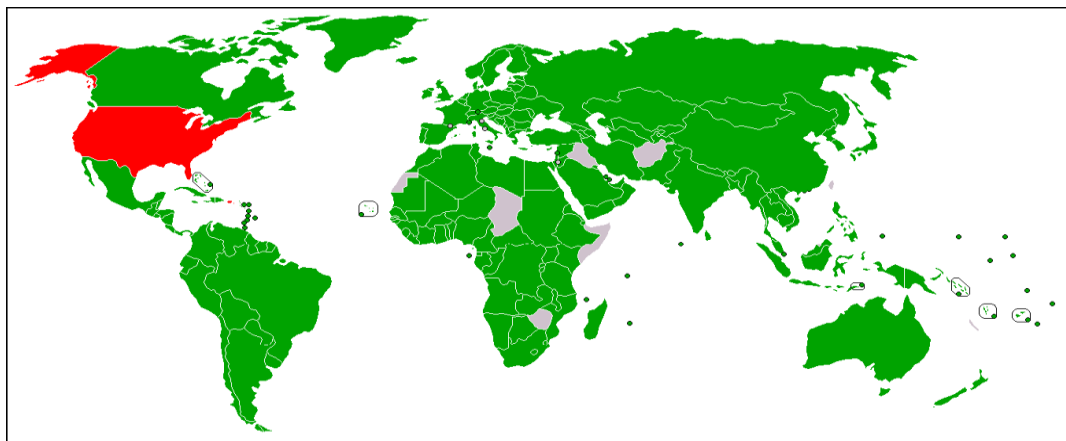


Figura 1.1: Adesione al Protocollo di Kyōto al febbraio 2009: in verde gli stati che hanno firmato e ratificato il trattato, in grigio gli stati che non hanno firmato, in rosso i soli Stati Uniti, che hanno firmato ma hanno poi rifiutato di ratificare il trattato.

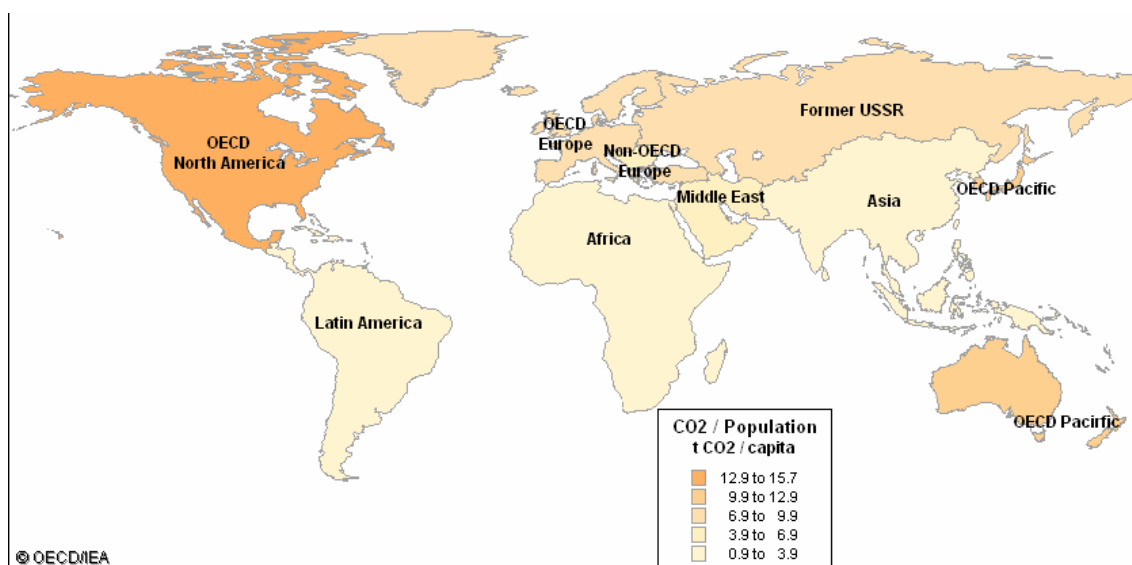


Figura 1.2: Consumo di energia pro capite nel mondo (IEA)

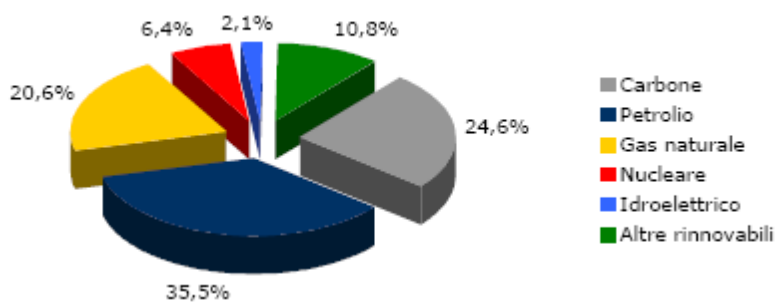


Figura 1.3: Consumo mondiale di energia primaria per fonti (ENEA)

Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio ed altri cinque gas serra: metano, ossido di diazoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990, considerato come anno di base.

Perché il trattato potesse entrare in vigore si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni firmatarie e che le nazioni che lo avessero ratificato producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti; quest'ultima condizione è stata raggiunta solo nel novembre del 2004, quando anche la Russia ha perfezionato la sua adesione. Il protocollo di Kyoto è entrato definitivamente in vigore il 16 febbraio 2005. I paesi in via di sviluppo, al fine di non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri per esse particolarmente gravosi, non sono stati inviati a ridurre le loro emissioni.

Le politiche e le azioni operative da sviluppare per ridurre le emissioni sono:

- 1 migliorare l'efficienza tecnologica e ridurre i consumi energetici nel settore termoelettrico, nel settore dei trasporti ed in quello abitativo ed industriale;
- 2 promuovere azioni di riforestazione per incrementare la capacità del pianeta di assorbire gas serra;
- 3 promuovere forme di gestione sostenibile di produzione agricola, incentivare la ricerca, lo sviluppo e l'uso di nuove fonti di energia rinnovabili;
- 4 limitare e ridurre le emissioni di metano dalle discariche di rifiuti e dagli altri settori energetici;
- 5 applicare misure fiscali appropriate per disincentivare le emissioni di gas serra.

Anche a livello europeo sono stati stabiliti impegni volti a migliorare la qualità della vita attraverso una percezione del consumo e della produzione energetica. La direttiva 2001/77/Ce fissava l'obiettivo del consumo di produzione del 12% di energia rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di energia primaria e il raggiungimento del 22% di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, identificando le quote a carico dei singoli paesi membri entro il 2010. In seno al Consiglio Europeo, l'ultimo pacchetto

energia approvato, noto come “piano 20-20-20”, fissa traguardi più onerosi da conseguire entro il 2020:

1. riduzione di almeno il 20% delle emissioni di gas rispetto ai livelli del 1990, produzione del 20% da energie rinnovabili sul totale dei consumi di energia primaria(compreso un obiettivo che prevede una quota minima del 10% di biocarburanti nel totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell’UE)e raggiungimento del 34% di elettricità prodotta da fonti rinnovabili;
2. aumento dell’efficienza energetica, con l’obiettivo di risparmio dei consumi energetici dell’UE del 20% rispetto alle proiezioni del 2020.

Data la generale inerzia politica e burocratica, la stretta dipendenza energetica dai combustibili fossili e la diffidenza collettiva all’apertura verso nuove tecnologie, si può facilmente comprendere come gli obiettivi stabiliti dall’unione Europea siano particolarmente onerosi, tant’è vero che tali obiettivi appaiono oggi difficili da raggiungere.

1.4 Energie Rinnovabili in Italia

In Italia l’energia annuale richiesta ha raggiunto nel 2008 i 339.481TWh, di cui buona parte viene importata da paesi esteri. La scelta di acquistare energia dall’estero è legata a motivazioni di natura economica, poiché in realtà le risorse nazionali permetterebbero di soddisfare il doppio del fabbisogno annuo italiano corrente.

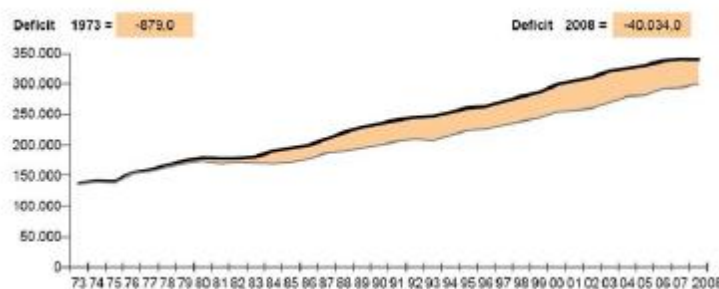


Figura 1.4: Energia richiesta in Italia espressa in TWh (fonte TERNA)

Per lungo tempo, fino ai primi anni ‘60, la produzione energetica italiana è stata in larga parte rinnovabile, grazie in particolare alle centrali idroelettriche dell’arco

alpino e, in misura minore, dell'Appennino (oltre a quote minori relative alla geotermia in Toscana).

Oggi, tuttavia, a causa dell'accresciuta richiesta di energia, nonché al quasi esaurimento della possibilità di nuove grandi installazioni idroelettriche, le rinnovabili rappresentano solo quote marginali della produzione:

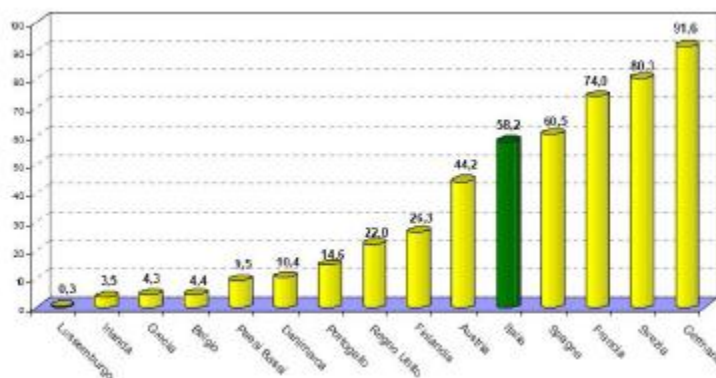


Figura 1.5: Produzione rinnovabile espressa in TWh dei paesi dell'UE-15 (fonte GSE)

La proporzione nella produzione energetica nazionale italiana, con il 14.6% di produzione lorda rinnovabile rispetto al C.I.L. (Consumo Interno Lordo), è lontana dall'obiettivo del 22% al 2010 e del 34% entro il 2020: con tali valori l'Italia risulta essere il quinto produttore di elettricità da fonti rinnovabili nell'UE-15 (figura 1.4). E' da notare che negli ultimi anni la produzione rinnovabile è cresciuta molto poco o si è mantenuta pressoché stabile, nonostante una forte crescita della fonte eolica, seppur con basse percentuali sul totale a causa di una sostanziale stasi della preponderante produzione idroelettrica, di fatto quasi giunta alla saturazione del potenziale economicamente sfruttabile. A ciò si deve aggiungere che l'Italia, a differenza di quanto avviene nel resto dell'UE, è l'unica a considerare l'energia prodotta da termovalorizzazione come interamente rinnovabile. Inoltre, nonostante gli incentivi, l'Italia deve anche fronteggiare ritardi legislativi e inadeguatezza delle reti di distribuzione.

1.5 Eolico in Italia

Date le sue caratteristiche geografiche ed ambientali, l'Italia risulta essere un'ottima candidata all'utilizzo di tecnologia eolica: la forma peninsulare garantisce

infatti ampi spazi per la realizzazione di piattaforme offshore in mare aperto, dove i fenomeni ventosi sono particolarmente rilevanti. Le regioni particolarmente appetibili per la collocazione di impianti eolici, come mostrato in Figura 1.6, sono soprattutto le isole, Sardegna e Sicilia, e le coste meridionali del paese, investite dai venti del Mediterraneo.

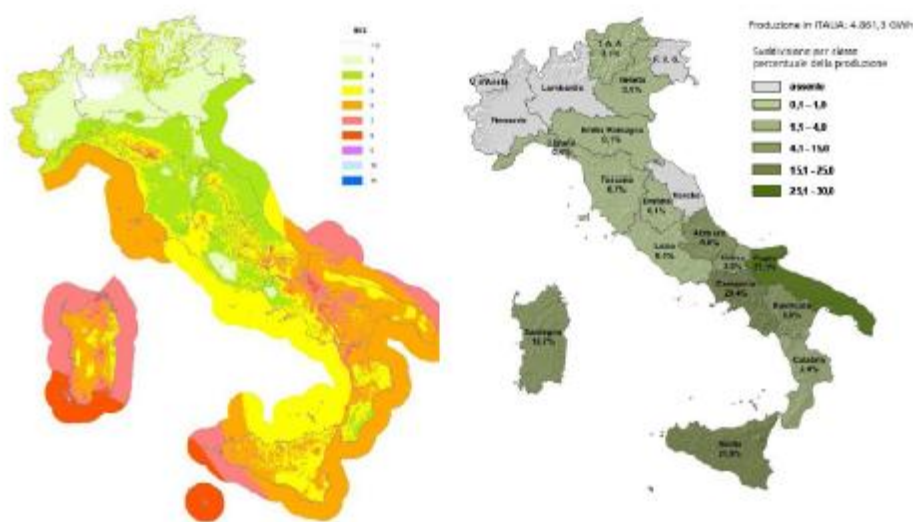


Figura 1.6: A sinistra mappa della ventosità annua a 75 metri slm (fonte ERS spa).
A destra distribuzione regionale percentuale della produzione eolica nel 2008 (fonte GSE)

La caratterizzazione della ventosità di un sito rappresenta un fattore critico e determinante per decidere la concreta fattibilità dell'impianto. Infatti, tenuto conto che la produzione di energia elettrica degli impianti eolici risulta proporzionale al cubo della velocità del vento, piccole differenze nelle caratteristiche anemometriche del sito possono tradursi in notevoli differenze di energia realmente producibile.

La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione eolica, in Figura 1.6, presenta valori molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle regioni settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Tale distribuzione è giustificata dalle caratteristiche di ventosità, le quali si riflettono su dimensioni e numero di impianti installati nelle regioni del Nord. Tra queste si segnalano per la maggior produzione di energia eolica il Trentino Alto Adige e la Liguria. La Puglia detiene il primato di produzione superando quota 27%, totalizzando assieme alla Sicilia, quasi il 50% di produzione eolica in Italia; la Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 20.4% e del 12.7%; queste quattro regioni rappresentano l'82% della produzione totale (Gattuso e Vagge).

Sotto la spinta delle direttive internazionali negli ultimi anni sono stati portati avanti numerosi progetti per la realizzazione di impianti eolici: nel quinquennio 2004-2008 la produzione di impianti eolici in Italia è cresciuta ad un tasso medio annuo pari al 27%. L'incremento della potenza è dovuto alle 39 nuove installazioni di cui il 69%. Situate in Puglia, Campania e Sicilia (Gattuso e Vagge).

La ripartizione per classe di potenza, riportata in Figura 1.7, è la seguente:

- 11 impianti tra 0 e 12 MW;
- 14 impianti tra 12 e 24 MW;
- 14 impianti superiore a 24 MW.

La suddivisione degli impianti per classe di potenza ha evidenziato che in Italia l'intervallo di potenza tra 1 e 5 MW è quello che contiene il maggior numero di impianti (61). In Puglia l'83% degli impianti ha potenza minore di 25 MW, in Sicilia la classe più numerosa è quella compresa nell'intervallo 5 ÷ 10 MW e vi sono installati 2 dei 4 impianti esistenti in Italia con potenza più elevata (ossia compresa tra 70 ÷ 75 MW). La Campania ha il 62% degli impianti compresi nell'intervallo tra 1 e 15 MW. Singolare il caso della Sardegna nella quale il maggior numero di impianti ha potenza compresa 20 ÷ 25 MW.

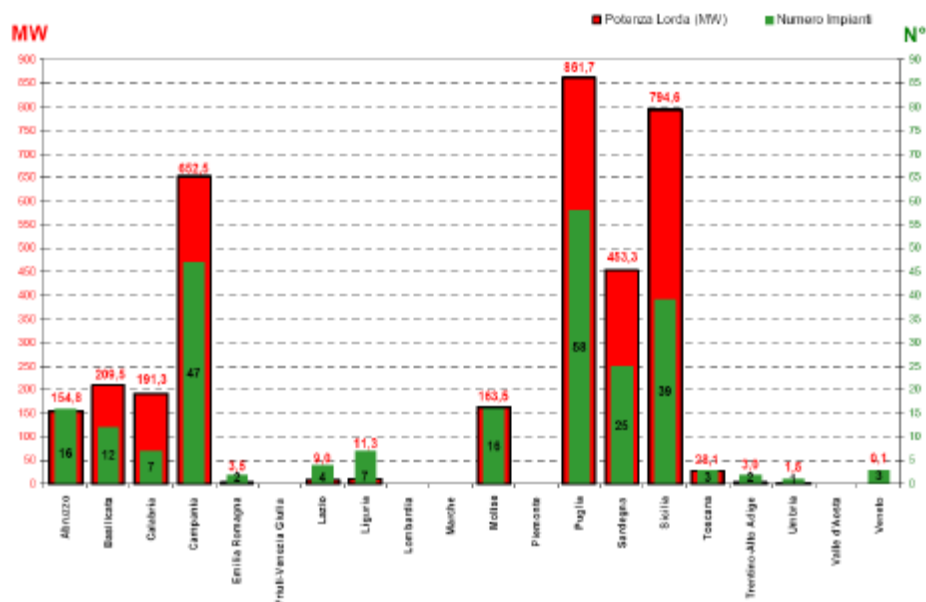


Figura 1.7: Distribuzione di potenza e numerosità degli impianti eolici al 2008 (fonte GSE)

Le statistiche riportate in questo paragrafo dimostrano come l'energia eolica stia riscuotendo un discreto successo anche in Italia e testimoniano, ancora una volta, come le tecnologie per lo sfruttamento delle risorse rinnovabili costituiscano un forte motivo di interesse per risolvere il problema energetico in modo pulito.

1.6 L'Energia dal vento

Il vento è un fenomeno naturale che consiste nel movimento di grandi masse d'aria causato dagli squilibri di pressione esistenti nell'atmosfera. Questi squilibri si originano perché di giorno la radiazione solare riscalda le terre emerse più velocemente rispetto ai mari e agli oceani, per cui anche le masse d'aria soprastanti vengono riscaldate diversamente: l'aria più fredda tende a spostarsi nelle zone lasciate libere dall'aria calda che, essendo più leggera, tende a espandersi verso l'alto. Di notte il meccanismo si inverte, poiché l'aria sovrastante le terre emerse si raffredda più velocemente dell'aria che sovrasta i mari e gli oceani.

Si crea così quella che si chiama cella convettiva all'interno della quale si realizza un moto ciclico dell'aria: gli uragani, i tornado e le tempeste tropicali sono tutte manifestazioni estreme dell'energia cinetica che il fenomeno naturale appena descritto è in grado di sviluppare .

L'energia cinetica posseduta dal vento può essere opportunamente utilizzata mediante aerogeneratori, che possono essere considerati come una versione moderna degli antichi mulini a vento. La struttura e il funzionamento di un aerogeneratore saranno analizzate con maggiore dettaglio più avanti, tuttavia in linea generale si può dire che un aerogeneratore è costituito da un rotore ad elica montato su un apposito sostegno a torre : il vento soffia sul rotore facendolo girare attorno al suo asse e questa energia di rotazione può essere sfruttata direttamente o convertita in energia elettrica.

1.6.1 Misure

Come noto, in uno stesso sito il vento varia continuamente di intensità e direzione: misurando con continuità tali parametri è possibile determinare alcune

grandezze statistiche, come ad esempio la direzione prevalente del vento e la sua velocità media per il sito in esame. I dispositivi di misura comprendono una banderuola, per la determinazione della direzione del vento e un anemometro, per la determinazione della sua velocità.

1.6.2 Potenza Teorica

La quantità di energia che può essere prodotta da un generatore eolico è proporzionale all'energia posseduta dal vento e cioè, essenzialmente, dalla sua velocità. Com'è noto dalla fisica classica, l'energia cinetica posseduta da un generico corpo dotato di massa è:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1.6-1)$$

In cui E è l'energia cinetica, m la massa del corpo e v la velocità.

Nel valutare l'energia posseduta dal vento dobbiamo considerare che esso è un fluido (aria) e che quindi non ha senso parlare di massa se non in riferimento ad un volume di controllo specificato: in questo caso pertanto risulta più appropriato parlare di potenza W , in luogo di energia E . Possiamo a questo punto riscrivere la (1.6-1) sostituendo la potenza al posto dell'energia e una portata massiva \dot{M} , cioè una massa per unità di tempo, in luogo della massa scalare m . Otteniamo:

$$W = \frac{1}{2} \dot{M} v^2 \quad (1.6-2)$$

Per valutare la portata massiva \dot{M} possiamo considerare un tubo di flusso, cioè una regione dello spazio il cui vento si muova in direzione normale all'area spazzata dal rotore dell'aerogeneratore che costituisce pertanto la sezione trasversale del tubo di flusso all'interno del quale la portata massiva \dot{M} è legata alla portata volumetrica.

Pertanto supponendo costante la densità ρ del fluido, cioè la densità dell'atmosfera, la portata massiva \dot{M} può essere ottenuta come:

$$\dot{M} = \rho A v \quad (1.6-3)$$

Dove v è la velocità del vento e A l'area trasversale del tubo di flusso, ossia l'area spazzata dal rotore dell'aerogeneratore.

Sostituendo successivamente quanto trovato e riordinando si ha:

$$W_{teor} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1.6-4)$$

Nell'ipotesi di vento perfettamente allineato all'asse del rotore, la (1.6-4) fornisce direttamente il valore teorico della potenza, espresso in Watt posseduto da una corrente di fluido di densità-costante ρ che fluisce con velocità v in un tubo di flusso di area trasversale A . Se nella (1.6-4) sostituiamo il valore della densità dell'aria (cioè, al livello del mare $\rho=1,225 \text{ Kg/m}^3$), otteniamo:

$$W = 0.165A v^3 \quad (1.6-5)$$

che fornisce la potenza direttamente in Watt conoscendo l'area spazzata dal rotore e la velocità del vento.

Possiamo a sua volta considerare l'area spazzata dal rotore A in funzione del raggio r . Otteniamo:

$$A = \pi r^2 \quad (1.6-6)$$

Sostituendo la (1.6-6) nella (1.6-5) otteniamo:

$$W_{teor} = 1.924 r^2 v^3 \quad (1.6-7)$$

Il cui risultato è espresso in Watt e che ci fornisce la potenza posseduta dal vento.

A questo punto, poiché la potenza di picco dipende dal quadrato del raggio del rotore e addirittura dal cubo della velocità media del vento, notiamo che bastano aumenti relativamente piccoli di una delle due grandezze per far aumentare in misura più consistente la potenza sviluppata dalla macchina. Ad esempio, posto $r=1$, il raggio del rotore (per il momento non ci interessa l'unità di misura) e posta la potenza $W=1$, ferma restando la velocità del vento, incrementando del 20% le dimensioni del rotore (ossia ponendo $r=1,2$), si ottiene $W=1,44$, cioè un aumento di oltre il 40% nella potenza restituita. Ancora considerando un incremento del 20% relativamente alla sola velocità del vento (da $v=1$ a $v=1,2$) e mantenendo invariati gli altri parametri, la potenza aumenta di conseguenza, passando da $W=1$ a $W=1,73$, con una crescita di oltre il 70%.

Queste semplici considerazioni evidenziano come i rendimenti di scala nella produzione di energia da fonte eolica aumentino rapidamente al crescere delle dimensioni lineari dell'aerogeneratore.

1.6.3 La Teoria di Betz

La potenza ricavata dalla (1.6-4) è la potenza totale posseduta da una vena di fluido generico, ma non tutta questa energia può essere sfruttata, perché ciò significherebbe arrestare il moto e si arriverebbe dunque a un paradosso. Esiste infatti un limite teorico, detto Limite di Betz dal nome dello scienziato tedesco che lo evidenziò negli anni '20, che fissa la massima frazione di energia che è possibile estrarre da una vena fluida, che risulta pari, come si vedrà, a $16/27$, cioè al 59,3% del totale. Betz ricavò la sua teoria per una corrente di fluido qualsiasi che attraversi un ostacolo, venendo da esso rallentata. Per trovare questo limite, Betz fece anzitutto l'ipotesi di considerare un tubo di flusso isolato dal resto del fluido in movimento (che nel nostro caso è il vento) e di cui l'ostacolo (nel nostro caso è il rotore dell'aerogeneratore) sia una sezione trasversale. All'interno del tubo di flusso ipotizzò che il fluido si muova con moto monodimensionale e stazionario e che la distribuzione della velocità del fluido sia costante su tutta la sezione trasversale.

Oltre a queste ipotesi sulle condizioni di moto, l'unica ipotesi che si pone sul fluido stesso è che la sua densità ρ sia costante in tutto il tubo di flusso. Poiché deve valere in ogni caso l'equazione di continuità, per l'ipotesi di moto stazionario e densità costante risulta in particolare che deve essere costante la portata massiva \dot{M} :

$$\dot{M} = \rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad (1.6-8)$$

in cui v_1 e A_1 sono rispettivamente la velocità del fluido e la sezione del tubo di flusso nel tratto a monte dell'ostacolo, mentre v_2 e A_2 sono rispettivamente la velocità del fluido e la sezione del tubo di flusso a valle dell'ostacolo. Con riferimento all'unità di tempo, la (1.6-8) esprime anche la massa m , che appunto si mantiene costante.

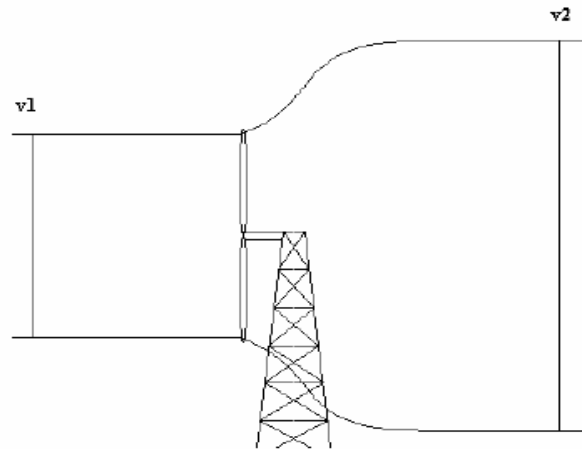


Figura 1.8: Schema di riferimento per la teoria di Betz

Per la vena fluida deve valere anche il principio della conservazione della quantità di moto ossia:

$$F = \frac{d}{dt}(mv) = m \frac{dv}{dt} = m(v_1 v_2) \quad (1.6-9)$$

dove F è la forza esercitata dal fluido in movimento sull'ostacolo e pertanto è anche la forza che è concretamente possibile sfruttare.

Poiché quella che intendiamo determinare è la potenza W , si ottiene:

$$W = F \bar{v} = m (v_1 v_2) \bar{v} \quad (1.6-10)$$

In cui \bar{v} è la velocità del fluido in corrispondenza dell'ostacolo. La potenza ceduta all'ostacolo tuttavia può essere calcolata anche considerando la variazione nell'unità di tempo dell'energia cinetica del fluido tra il tratto di monte e il tratto di valle, cioè:

$$W = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.6-11)$$

I valori trovati con la (1.6-10) e con la (1.6-11) devono coincidere, pertanto per differenza è possibile ricavare:

$$\bar{v} = \frac{v_1 - v_2}{2} \quad (1.6-12)$$

ossia la velocità del fluido in corrispondenza dell'ostacolo risulta pari alla media tra la velocità a monte e la velocità a valle. A questo punto Betz definì un fattore di interferenza a :

$$a = 1 - \frac{\bar{v}}{v_1} \quad (1.6-13)$$

che rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina. Poi la velocità del fluido a valle dell'ostacolo può essere scritta come:

$$v_2 = v_1 (1 - 2a) \quad (1.6-14)$$

Sostituendo la (1.6-8) con la (1.6-12) e riscrivendo la velocità in funzione del fattore di interferenza a si ottiene la potenza estraibile da un flusso di fluido di densità costante secondo Betz:

$$W = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 4a (1 - a)^2 \quad (1.6-15)$$

Per trovare il massimo della potenza W occorre che la derivata prima della (1.16) rispetto ad a si annulli:

$$\frac{\partial W}{\partial a} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 4 (3a^2 - 4a + 1) = 0 \quad (1.6-16)$$

L'unico termine che può annullarsi perché la (1.6-16) sia verificata è il termine tra parentesi, quindi per il fattore di interferenza a si ottengono due valori:

$$a = 1; \quad a = \frac{1}{3} \quad (1.6-17)$$

Il primo valore in realtà non ha senso, perché significherebbe che la corrente di fluido viene rallentata tutta prima di raggiungere l'ostacolo e che attraversandolo non si avrebbero perdite di energia: pertanto il valore che massimizza l'efficienza è $a_{max} = 1/3$

A questo punto, per valutare l'efficienza, Betz introdusse un coefficiente di prestazione c_p , definito come:

$$c_p = \frac{\frac{1}{2} \rho v_1^3 4a (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A} \quad (1.6-18)$$

che, sostituendo ad a il valore 1/3 ricavato dalla (1.6-18), assume il valore:

$$c_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,592 \quad (1.6-19)$$

cioè appunto circa il 59,3%. Ricordiamo che nel formulare la sua teoria Betz non fece alcuna ipotesi né in merito alla natura del fluido, né in merito all'ostacolo: l'unica ipotesi è sulla incomprimibilità del fluido. Pertanto, tale coefficiente rappresenta il rendimento massimo ottenibile di una macchina basata sull'interposizione di un ostacolo ad un fluido. Il coefficiente c_{pmax} costituisce quindi il limite di prestazione di una fluido-macchina ideale, analogamente a quanto accade per le macchine basate su ciclo termodinamico per le quali tale limite è rappresentato dal rendimento di Carnot.

2 Aerogeneratori

Per la conversione di energia eolica in energia meccanica vengono impiegate turbine eoliche, o aerogeneratori, nelle quali il vento mette in rotazione delle pale calettate ad un mozzo accoppiato, mediante l'impiego o meno di una trasmissione, con l'albero di un generatore elettrico.

2.1 Struttura di un Aerogeneratore

Una macro-classificazione delle turbine eoliche può essere fatta in base alla disposizione dell'asse di rotazione delle pale, che può essere orizzontale o verticale.

Le turbine eoliche ad asse verticale (Figura 2.1), attualmente utilizzate solo nel mini-eolico, hanno l'asse di rotazione perpendicolare alla direzione del vento e godono del grande vantaggio di permettere l'installazione a terra di generatore, gearbox, elettronica di potenza ed altri elementi, senza l'edificazione di una torre; non necessitano, inoltre, di alcun controllo di imbardata per seguire l'orientamento del vento. Tuttavia, questa tipologia di turbine presenta notevoli svantaggi, tra cui la partenza non autonoma e la minore velocità del vento alle basse quote, da cui deriva una minor quantità di energia estraibile.



Figura 2.1: Turbina eolica ad asse verticale



Figura 2.2: Esempi di turbine eoliche ad asse orizzontale

Le turbine ad asse orizzontale (Figura 2.2) hanno invece l'asse del rotore parallelo alla direzione del vento; oggi giorno sono le turbine con il maggior sviluppo tecnologico e la più larga diffusione commerciale.

Le pale sono calettate ad un mozzo, a sua volta collegato ad un albero lento; l'albero lento è connesso ad un moltiplicatore di giri, o gearbox, mentre l'albero veloce è accoppiato con il rotore di un generatore elettrico. Sull'albero veloce è posizionato un sistema frenante composto da 2 sistemi indipendenti: un freno aerodinamico per il controllo di potenza dell'aerogeneratore, ottenuto regolando il pitch delle pale, ed un freno meccanico usato per l'arresto e lo stazionamento del rotore.

A valle del generatore si trovano, invece, le apparecchiature elettroniche per la gestione del flusso di potenza elettrica verso la rete.

2.2 Torre e Navicella

Tutti i componenti meccanici sino al generatore, ad esclusione di pale e mozzo che sono esterni, sono ubicati in una cabina, detta navicella, che poggia su uno *yaw ring*, un supporto circolare orientabile secondo la direzione del vento. Lo schema di una turbina eolica ad asse orizzontale è riportato in Figura 2.3.

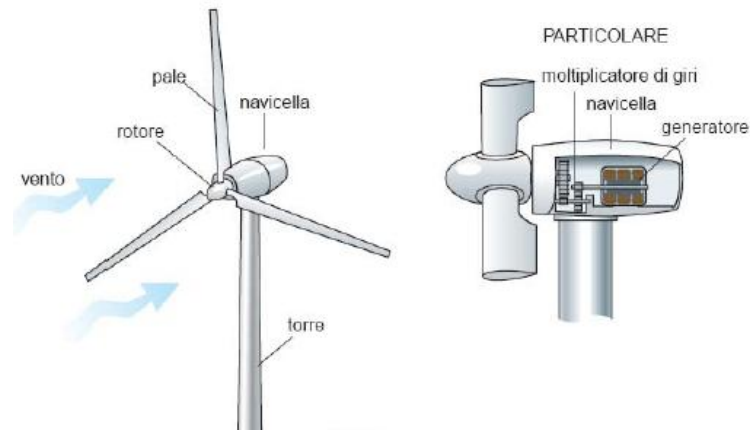


Figura 2.3: Schema di una turbina eolica ad asse orizzontale

La navicella è posizionata all'estremità di un palo di supporto, detto *torre*; le strutture più impiegate per la costruzione di torri sono la tubolare in acciaio, che è anche la più frequentemente adottata, la struttura a traliccio, più economica ma con un impatto visivo peggiore, e quella a palo strallato, ancor meno costosa ma al contempo meno sicura e adatta per turbine di piccola potenza.

All'aumentare dell'altezza della torre aumenta la velocità del vento e quindi la quantità di energia estraibile dal vento è maggiore; aumentano tuttavia anche i costi costruttivi e manutentivi. In genere il compromesso ottimale tra costo e rendimento energetico si raggiunge con torri di altezza vicina al diametro della girante.

Date le grosse forze in gioco, la torre deve essere saldamente ancorata al terreno: anche per questo, in genere, le fondamenta dell'impianto sono interamente interrate e costruite in cemento armato.

2.3 Pale di Rotore

La conversione di energia eolica in energia meccanica avviene tramite la messa in rotazione delle pale di rotore da parte della vena fluida del vento.

Il principio per il quale le pale vengono accelerate in senso trasversale rispetto alla direzione del vento è del tutto simile a quello sfruttato per il volo degli aeroplani: l'aria, scorrendo più velocemente sulla superficie superiore del profilo di pala rispetto a quella inferiore, genera una differenza di pressione e quindi una forza di portanza

perpendicolare alla direzione della velocità relativa del vento rispetto alla pala. La forza di portanza mette quindi in rotazione il rotore della turbina.



Figura 2.4: Pale di rotore di turbine eoliche ad asse orizzontale

Questo fenomeno è spiegato dalla legge di Bernoulli:

$$p + \rho v = K \quad (2.3-1)$$

dove p è la pressione, ρ la densità dell'aria, v la velocità relativa del vento rispetto alla pala e K una costante: si può notare come, data la dissimmetria del profilo dell'ala, l'aria scorra lungo i profili superiore ed inferiore a velocità diverse: essendo ρ costante, affinché risulti verificata la legge di Bernoulli le pressioni sulle parti superiore ed inferiore della pala devono essere necessariamente diverse, generando così una forza di portanza che innesca il moto rotatorio.

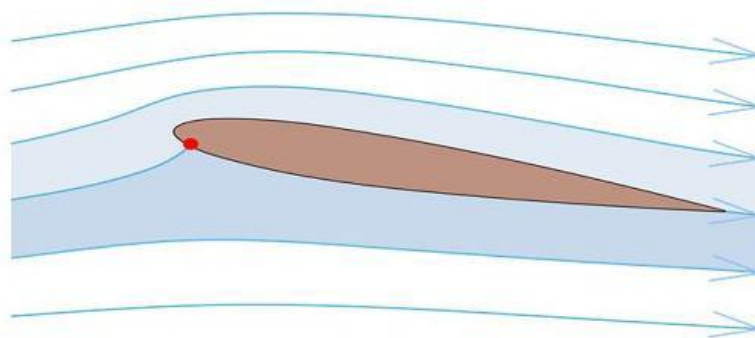


Figura 2.5: Investimento del profilo di pala da parte di una vena fluida

Le turbine a portanza sono comunque soggette anche al fenomeno di attrito dell'aria sulle pale, dipendente dalla superficie frontale esposta al vento: è opportuno minimizzare questo fenomeno, al fine di aumentare il più possibile l'efficienza dell'impianto.

Il fenomeno di portanza è sfruttabile per il controllo di potenza dell'aerogeneratore: aumentando l'incidenza del profilo, ossia inclinando la pala e aumentando l'angolo compreso tra la direzione del vento e la direzione della corda del profilo, è possibile aumentare la forza di portanza impressa dalla vena fluida al rotore. Se ad esempio si inclina la pala in modo da sollevare il bordo di attacco e da abbassare il bordo d'uscita del profilo, la pressione sul dorso della pala diminuisce, aumenta l'aspirazione e quindi anche la portanza verso l'alto.

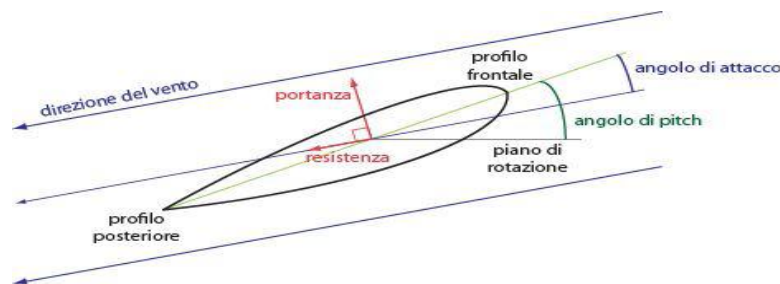


Figura 2.6: Generazione delle forze di portanza e resistenza sulle pale

Il controllo dell'inclinazione delle pale di rotore di un aerogeneratore è detto *pitch control*, ed è svolto dal WTC (*Wind Turbine Controller*).

La scelta dei materiali di costruzione è fuor di dubbio critica. Le pale di rotore, dati il peso e le dimensioni rilevanti, devono essere in grado di sopportare sollecitazioni molto gravose ed al contempo devono mantenere una certa leggerezza, così da limitare fenomeni di attrito nel mozzo e da facilitare i processi di trasporto ed installazione.

Ultimo, ma non meno importante, fattore da tenere in considerazione è il costo, solitamente proporzionale alle dimensioni dell'impianto. Per ottenere un buon compromesso nella relazione *resistenza-peso-costo*, si sono sviluppate pale realizzate in resina di polistirene e resina epossidica, rinforzate con fibra di vetro, che hanno sostituito le iniziali realizzazioni in acciaio; la prima è più economica ed impiegata nelle turbine di piccola taglia, la seconda più costosa e resistente, è usata per impianti di grossa potenza. Dall'utilizzo di resine sostitutive all'acciaio derivano però anche forti deformazioni dovute alla coppia impressa dal vento, perciò la sagomatura del profilo e la calettatura al mozzo diventano aspetti di forte rilevanza progettuale.

La determinazione del numero di pale comporta alcune considerazioni riguardo l'efficienza aerodinamica, il costo dei componenti, l'affidabilità del sistema e l'impatto estetico. A parità di potenza, le turbine eoliche a singola pala ruotano a velocità più

elevata rispetto a quelle dotate di 2, 3 o più pale, e necessitano inoltre di un contrappeso per limitare il momento torcente all'albero.

L'efficienza di sistemi a 2 pale aumenta del 6% rispetto alla singola pala, quella di sistemi a 3 pale del 3% rispetto a quelli a 2 pale, ed aumenta ulteriormente per un numero maggiore di pale. Tuttavia, all'aumentare del numero di pale è necessario che ogni pala sia più sottile, e di conseguenza meno robusta o notevolmente più costose a parità di resistenza meccanica. Attualmente il miglior compromesso tra efficienza, costo e caratteristiche meccaniche è ottenuto dalle turbine eoliche a 3 pale che infatti risultano le più diffuse.

2.4 Mozzo e Gearbox

Le pale della turbina eolica sono calettate ad un mozzo che permette l'accoppiamento con l'albero di rotazione interno al generatore; le pale godono di un grado di libertà offerto dal tipo di aggancio con il mozzo: specialmente nelle macchine di grossa taglia, i 3 imbrocchi di cui è dotato il mozzo sono provvisti di altrettante ralle dentate sulle quali poggiano le pale, dotate di dentature ad esse compatibili: questo sistema permette di poter ruotare le pale lungo il loro asse longitudinale, al fine di realizzare il controllo del pitch.



Figura 2.7 Mozzo per turbina eolica a tre pale

Il collegamento in rete degli aerogeneratori impone una corrente in uscita alla frequenza di 50 Hz; questo rende difficile l'accoppiamento diretto del rotore della turbina

con l'albero del generatore, in quanto servirebbe una velocità di rotazione di rotore o un numero di coppie polari del generatore troppo elevati. L'albero lento, collegato al mozzo e rotante alla velocità di rotore è quindi connesso ad un moltiplicatore di giri, o gearbox, costituito da una o più coppie di ingranaggi epicicloidali ad assi paralleli. Questa trasmissione permette di accoppiare il rotore del generatore elettrico con l'albero veloce della trasmissione, la cui velocità di rotazione è pari a quella del rotore della turbina moltiplicata per un fattore pari al rapporto di trasmissione del gearbox. Per macchine di grossa taglia un rapporto di trasmissione tipico è 100.

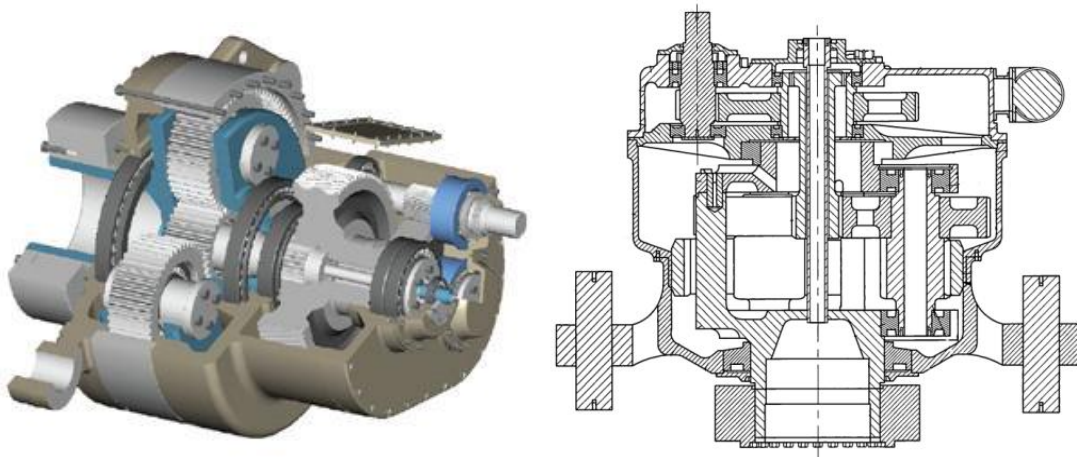


Figura 2.8: spaccato assonometrico e sezione di un gearbox

Lo sviluppo negli ultimi anni di alternatori con elevato numero di coppie polari ha reso possibile la costruzione di alcuni modelli di aerogeneratori privi di riduttore, detti *direct-drive*. Il riduttore è infatti uno degli elementi più pesanti, costosi ed al contempo delicati dell'intero sistema e necessita di manutenzione specializzata, nonché molto frequente; si stima inoltre che circa il 70% dei guasti negli aerogeneratori moderni sia causato dai moltiplicatori di giri, in particolare per problemi di lubrificazione che causano fenomeni di eccessiva frizione e conseguente surriscaldamento. Oltre a ciò, va ricordato che il gearbox è uno dei componenti che maggiormente causa perdite di efficienza all'intero sistema di generazione.

Le soluzioni di tipo *direct-drive* permettono poi una semplificazione sia a livello costruttivo che di installazione della navicella, la quale può essere di dimensioni inferiori rispetto a soluzioni con gearbox.

2.5 Caratteristica operativa di un aerogeneratore

La soluzione di allacciamento dell'aerogeneratore alla rete non è univoca, ma dipende dal tipo di turbina adottata: una distinzione fondamentale va effettuata tra turbine eoliche a velocità *fissa* e a velocità *variabile*.

Le turbine a velocità fissa sono state le prime ad essere impiegate per la generazione di energia elettrica sfruttando la risorsa eolica e costituiscono tutt'ora quasi il 40% della potenza installata a livello mondiale. La principale caratteristica di questo tipo di aerogeneratori sta nel fatto di poter mantenere una velocità di rotore pressoché costante anche a fronte di variazioni della velocità del vento; questa qualità rende possibile l'allacciamento diretto dell'impianto alla rete mediante l'impiego di un moltiplicatore di giri e di un generatore con rapporto di trasmissione e numero di coppie polari tarati in modo da accordare la corrente in uscita con la frequenza di rete.

Le turbine a velocità fissa sono normalmente dotate di generatori asincroni a gabbia di scoiattolo: questi consentono di ottenere un rendimento alto solo a velocità di rotazione molto vicine alla nominale, con valori di scorrimento molto bassi (in genere 1÷2%; scorrimenti più elevati sono permessi solo in fasi transitorie).

Un miglioramento dal punto di vista del rendimento alle basse velocità del vento si ottiene con i sistemi a due velocità: in questi casi le turbine sono equipaggiate con un generatore asincrono ed avvolgimenti a doppio numero di poli o con due generatori asincroni di diversa potenza e moltiplicatore di giri a doppio rapporto, per sfruttare in maniera soddisfacente sia la velocità nominale, sia le basse velocità di rotazione.

I vantaggi legati all'utilizzo di una turbina eolica a velocità fissa riguardano la semplicità del sistema, la robustezza, l'affidabilità e il costo contenuto delle parti elettriche. Gli svantaggi sono determinati dal consumo di potenza reattiva non controllabile, dagli stress meccanici e dal limitato controllo di qualità della potenza.

Negli ultimi anni la tipologia di turbina eolica di gran lunga più impiegata a livello industriale è quella a velocità variabile equipaggiata con generatore asincrono a doppia alimentazione DFIG (Doubly Fed Induction Generator). Solo una piccola percentuale del mercato si affida, invece, a generatori sincroni.

La turbina è progettata in maniera tale da avere il massimo rendimento aerodinamico all'interno di un ampio range di velocità del vento, adattando con continuità la velocità di rotazione del rotore in modo da mantenere costante ed ottimale il valore di

tip speed ratio (tsr), definito come rapporto tra la velocità periferica delle pale ωR e la velocità del vento v . A seconda del profilo aerodinamico, per ogni turbina esiste un valore di *tip speed ratio* per il quale si ottiene il massimo rendimento di potenza: la turbina inizia a generare potenza oltre una velocità minima di vento, detta di *cut-in*; quindi, superata tale soglia, la potenza cresce con la velocità del vento, sino a raggiungere una quota massima oltre la quale viene limitata la produzione di potenza con tecniche di controllo che verranno mostrate successivamente; la potenza prodotta viene mantenuta pari alla massima sino alla velocità massima del vento, detta di *cut-out*, oltre la quale la turbina viene frenata per preservarla dagli eccessivi stress meccanici cui sarebbe sottoposta.

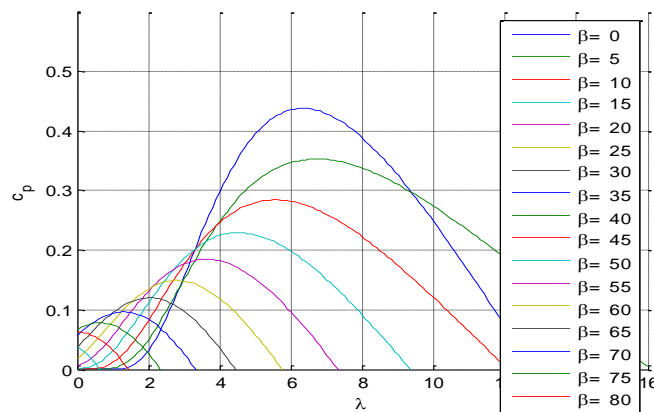


Figura 2.9: Coefficienti di Potenza in funzione del pitch β della pala e del tip speed ratio λ

Il sistema di allacciamento alla rete di una turbina a velocità variabile è più complicato rispetto al caso di aerogeneratori a velocità fissa, in quanto si rende necessario l'impiego di un convertitore che sincronizzi le forme d'onda in uscita dal generatore con la frequenza di rete.

Nel caso di impiego di generatori sincroni il convertitore deve essere dimensionato sull'intera potenza erogata ed è possibile adottare soluzioni di tipo *direct-drive*, mentre, nel caso si adotti un sistema di tipo DFIG, l'elettronica deve essere in grado di fornire solo la potenza di scorrimento verso la rete in regime di funzionamento di *iper-sincronismo*, verso il generatore in regime di funzionamento di *ipo-sincronismo*, come verrà spiegato nell'ultimo paragrafo di questo capitolo.

In definitiva, i vantaggi derivanti dall'impiego di una turbina a velocità variabile consistono nella maggior capacità di estrazione di energia dal vento, nel miglioramento della qualità della potenza e nella riduzione degli stress meccanici subiti da rotore e generatore.

2.6 Controllo di Potenza

Il controllo di potenza, gestito dal WTC, è una parte fondamentale del supervisore che gestisce l'intero impianto: si tratta di un controllo che, mediante diversi meccanismi, limita la potenza assorbita dalla turbina, evitando possibili danni fisici al sistema nel caso in cui il vento porti la velocità di rotazione delle pale al di sopra di quella nominale; l'obiettivo finale consiste dunque nel mantenimento della velocità di rotore entro il *range* definito dal $\pm 30\%$ rispetto alla velocità di sincronismo.

Per ottenere questo risultato, le tecniche principali impiegate a livello industriale sono tre:

1. *controllo di imbardata;*
2. *controllo del passo di pala;*
3. *controllo dello stallo.*

2.6.1 Controllo di imbardata

Si definisce imbardata l'angolo tra la direzione del vento e l'asse di rotazione del rotore della turbina eolica; in caso di non perfetto allineamento, cioè in presenza di errore di imbardata rispetto al valore ideale nullo, la potenza estraibile dalla vena fluida subisce una riduzione proporzionale al coseno dell'angolo di imbardata.

La variazione controllata di imbardata non è tuttavia un metodo praticabile per il controllo di potenza: infatti, nonostante intuitivamente sia semplice imporre un riferimento non nullo all'angolo di imbardata per limitare la potenza assorbita, il posizionamento non ortogonale fa sì che parte del rotore sia soggetto ad una forza maggiore rispetto alla restante porzione; la parte della girante più vicina alla direzione da cui proviene il vento è quella soggetta alla forza maggiore; si origina così una coppia sul mozzo e la turbina tende ad riallinearsi autonomamente, tutto questo restando sottoposta a carichi molto onerosi.

Ad eccezione delle turbine più piccole e di quelle che lavorano sottovento, la maggior parte delle turbine ha un sistema di controllo attivo dell'imbardata: sono dotate

di motori e riduttori elettrici che permettono il posizionamento nella direzione di vento prevalente; per gli aerogeneratori di elevata potenza, tipicamente sopra i 2.5–3MW, sono impiegati sistemi di attuazione idraulica. La rotazione della navicella avviene tramite l'utilizzo di una ralla a dentatura interna con cuscinetti a sfera a quattro punti di contatto, per le macchine di grande potenza; per le macchine di piccola e media potenza si utilizza invece una ralla a dentatura esterna. I motori che portano in rotazione la ralla sono posizionati assialmente e dotati di riduttori epicicloidali. I freni che bloccano il movimento del meccanismo di imbardata sono in genere di tipo idraulico a pinze.

La normativa IED 61400 impone che il sistema di controllo di imbardata debba poter compiere 4 giri completi intorno al proprio asse durante l'inseguimento del vento: questa richiesta comporta difficoltà costruttive soprattutto per quel che riguarda i cavi di discesa torre, che devono essere lunghi a sufficienza per potersi arrotolare senza problemi; in fase di non produzione la turbina si riporta autonomamente nella posizione di imbardata nulla, a rotore bloccato.

2.6.2 Controllo del passo di pala

Il passo di pala, o pitch angle, è definito come l'angolo formato dall'asse del profilo della pala con il piano perpendicolare alla direzione del vento, che coincide con il piano di rotazione del rotore in condizioni di angolo di imbardata nulla.

Ruotando le pale lungo il loro asse longitudinale è possibile variare la forza di portanza agente su di esse, e quindi la potenza raccolta, in tempi più brevi, superando così le scarse prestazioni del controllo di imbardata: per ottenere questo scopo, un meccanismo di variazione del passo fornisce alla pala il momento torcente necessario alla rotazione. Ovviamente, al di sotto della potenza massima l'angolo di *pitch* viene mantenuto al valore nullo per massimizzare l'assorbimento di energia, mentre nel caso di sovra-velocità si aumenta quest'angolo, riducendo così la potenza generata.

Per turbine di grossa potenza, tipicamente dell'ordine dei megawatt, si utilizza un sistema di controllo del passo del tutto simile a quello già visto per il controllo di imbardata: ogni pala è calettata al mozzo attraverso una ralla dentata sulla quale è libera di ruotare grazie all'attuazione di motori elettrici o idraulici.

Negli ultimi anni si è sviluppato, grazie alla presenza di diversi sensori di coppia su ogni pala, un *pitch control* indipendente per ogni pala, fatto che permette anche di compensare parzialmente la differenza di velocità del vento che investe ciascuna pala.

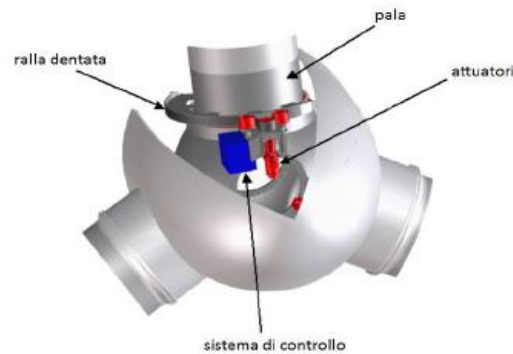


Figura 2.10: Sistema per il controllo dell'angolo di pitch

2.6.3 Controllo dello stallo

Il controllo dello stallo, utilizzato anch'esso per la limitazione della potenza in uscita da una turbina eolica, può essere di tipo attivo o passivo.

Il fenomeno dello stallo si origina con un aumento dell'angolo di attacco, o angolo di incidenza: raggiunto il valore critico, la vena fluida non rimane aderente al profilo della pala e non genera più un flusso laminare, ma si formano delle turbolenze che provocano la riduzione della velocità dell'aria, quindi un aumento della pressione sul dorso di pala, si riduce così la portanza e aumenta la resistenza.

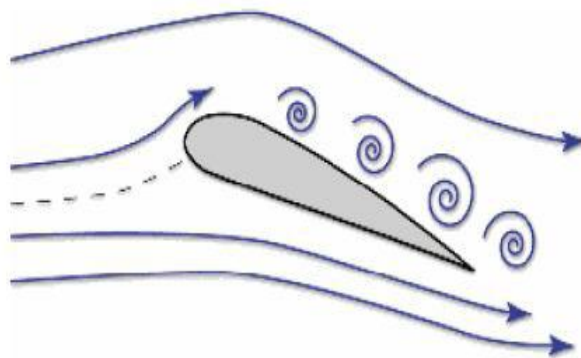


Figura 2.11: Condizione di stallo di un profilo alare

Lo *stallo passivo* si applica alle turbine prive di regolazione dell'angolo di pitch: lo stallo viene ottenuto direttamente dall'aumento della velocità del vento; è fondamentale in questo caso che la velocità di rotazione del rotore sia fissa, infatti, se la velocità del vento v_w aumenta, ma la velocità v_u di rotore non varia, si ha un aumento dell'angolo di attacco α .

L'incremento dell'angolo di attacco comporta una riduzione della forza di portanza F_A ed un aumento della forza di resistenza F_W . A fronte di un aumento della velocità del vento, la forza tangenziale F_t , responsabile della generazione di coppia, non eccede sensibilmente il suo valore nominale e la potenza generata resta pressoché invariata. In caso di superamento della velocità di rotazione nominale di rotore si ha invece una riduzione di coppia e potenza prodotta.

E' opportuno considerare che le macchine prive di regolazione del pitch devono essere protette dalle sovra-velocità mediante un sistema di controllo passivo: questo può essere un flap di frenatura nel profilo della pala o un freno aerodinamico, che permette la rotazione di 90 gradi della porzione terminale della pala, limitando così la portanza impressa al rotore.

Lo stallo attivo è utilizzato nelle macchine con controllo del passo di pala: considerando una velocità del vento v_w e una velocità di rotore v_u costante, viene aumentato l'angolo di incidenza α oltre il valore critico, portando la macchina in condizioni di stallo indotto; la forza tangenziale diminuisce e si riduce di conseguenza anche la potenza prodotta.

Uno dei vantaggi nell'impiego dello stallo attivo consiste nell'accuratezza della potenza prodotta in uscita dal rotore, fatto che garantisce di evitare il superamento della potenza nominale della macchina durante transitori veloci di variazione della velocità del vento, ad esempio all'inizio di una raffica ventosa.

2.7 Generatore Elettrico

La scelta del tipo di generatore dipende da vari fattori:

1. dati di targa della macchina elettrica (potenza, velocità, coppia massime e nominali, numero di coppie polari, peso, dimensioni, etc.);
2. tipologia di turbina (geared o direct-drive);

3. caratteristiche di funzionamento della turbina (velocità fissa o variabile);
4. elettronica di potenza installabile;
5. tipologia di controllo da impiegare;
6. costi.

Sono di seguito presentati i generatori di più larga diffusione, suddivisi in asincroni e sincroni; esistono anche soluzioni più particolari, ad esempio generatori a riluttanza commutata (SRG, Switched Reluctance Generator) o a flusso trasverso (TFG, Transverse Flux Generator), ma ancora scarsamente diffusi su scala commerciale.

Il *generatore asincrono* ha molti vantaggi tra cui robustezza, semplicità meccanica e basso costo; lo statore necessita però di potenza reattiva magnetizzante da sorgente esterna, non essendo dotato di magneti permanenti. Il rotore della macchina può essere a gabbia di scoiattolo (SCIG, Squirrel Cage Induction Generator) o avvolto (WRIG, Wound Rotor Induction Generator).

Il *generatore sincro* è, a parità di taglia, molto più costoso e meccanicamente più complesso, ma ha il grosso vantaggio di non necessitare di una corrente di magnetizzazione: il campo magnetico è generato mediante l'impiego di magneti permanenti (costosi) o di avvolgimenti di campo, alimentati da apposite spazzole; inoltre, se il generatore è dotato di un numero sufficiente di coppie polari, può essere utilizzato in applicazioni di tipo *direct-drive*, senza moltiplicatore di giri, con i vantaggi già esposti nel paragrafo 2.4.

La macchina sincra è connessa alla rete tramite un convertitore che controlla le oscillazioni di potenza provocate dalle variazioni del vento; tale convertitore permette quindi l'utilizzo di turbine a velocità variabile, dato che si incarica anche di sincronizzare la frequenza delle forme d'onda in uscita con quella di rete. I principali generatori sincroni utilizzati per turbine eoliche sono quelli a rotore avvolto (WRSG, Wound Rotor Synchronous Generator) e a magneti permanenti (PMSG, Permanent Magnet Synchronous Generator), questi ultimi ulteriormente suddivisi in base alla direzione del flusso dei magneti rispetto al rotore, che può essere radiale (RFPMG, Radial Flux Permanent Magnet Generator) o assiale (AFPMG, Axial Flux Permanent Magnet Generator).

Il paragrafo seguente sarà dedicato all'accurata descrizione dell'aerogeneratore sul quale è concentrato il lavoro di Tesi, discutendone dettagliatamente proprietà, vantaggi e svantaggi legati al suo utilizzo.

Nei seguenti sotto-paragrafi vengono invece brevemente descritti i principali tra gli altri aerogeneratori attualmente utilizzati:

- ✓ il generatore asincrono a gabbia di scoiattolo (SCIG);
- ✓ il generatore asincrono a rotore avvolto (WRSG);
- ✓ il generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG).

2.7.1 Generatore asincrono a gabbia di scoiattolo (SCIG)

La macchina asincrona a gabbia di scoiattolo è meccanicamente semplice, garantisce elevata efficienza e necessita di scarsa manutenzione; è utilizzata in modo preponderante nelle turbine a velocità fissa, ed in qualche caso anche in quelle a velocità variabile; inoltre, l'accoppiamento con il rotore della turbina avviene tramite gearbox. Nel caso di venti ad elevata velocità, la turbina può produrre più potenza attiva solo se il generatore assorbe più potenza reattiva: se il sistema non è dotato di apparecchiature che forniscono potenza reattiva alla macchina, il generatore deve dunque assorbire tale potenza dalla rete, con un conseguente aumento delle perdite, provocando potenziali instabilità nella rete; per ovviare a ciò sono impiegati banchi di condensatori o convertitori appositamente realizzati ed introdotti per la riduzione del consumo di potenza reattiva. Se si verifica un guasto in un sistema privo di dispositivi per la compensazione della potenza reattiva, la velocità della turbina aumenta e così anche lo scorrimento; il generatore assorbe dalla rete un valore sempre più elevato di potenza reattiva che provoca una riduzione di tensione.

Nel caso di turbine a velocità variabile, la frequenza variabile di macchina è sincronizzata con quella di rete tramite l'utilizzo di un convertitore bidirezionale in configurazione *back-to-back*.

2.7.2 Generatore sincrono a rotore avvolto (WRSG)

Il generatore sincrono a rotore avvolto è dotato di un avvolgimento di rotore eccitato in corrente continua; l'eccitazione può essere fornita tramite spazzole e connettori ad anelli oppure attraverso un sistema di tipo brushless. L'avvolgimento di rotore genera il campo di eccitazione e la velocità di rotazione dell'albero è determinata dalla frequenza del campo rotante e dal numero di coppie polari. A differenza della

macchina asincrona, il generatore sincrono non necessita di sistemi per la compensazione della potenza reattiva.

Nelle applicazioni eoliche si utilizzano maggiormente macchine a bassa velocità con rotori a poli salienti.

2.7.3 Generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG)

La macchina sincrona a magneti permanenti e flusso radiale è dotata di magneti disposti sul rotore che forniscono l'eccitazione e non richiede quindi energia a circuiti magnetizzanti alimentati da una fonte esterna; questo fa sì che il rendimento di questo tipo di generatori sia in genere più alto rispetto a quello di macchine ad induzione.

Il successo commerciale conseguito negli ultimi anni dai generatori a magneti permanenti è dovuto al notevole abbassamento dei prezzi dei materiali, oggi giorno molto meno costosi grazie all'apertura del commercio con la Repubblica Popolare Cinese, la cui disponibilità di risorse è abbondante. E' necessario l'uso di convertitori full scale per la regolazione di tensione e frequenza in uscita che permettano la generazione di potenza in un *range* estremamente ampio di velocità.

2.8 Generatore asincrono a doppia alimentazione

2.8.1 Generalità

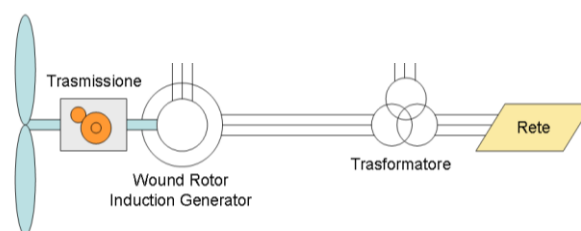


Figura 2.12: Configurazione sistema DFIG

Il Generatore asincrono a doppia alimentazione è oggi il tipo di generatore maggiormente utilizzato (70%) nelle turbine eoliche a velocità variabile, cioè, come già si è detto, quelle progettate per poter operare a velocità di rotazione variabili rispetto alla

velocità di sincronismo ($\pm 30\%$), allo scopo di ottenere la massima efficienza aerodinamica su un ampio *range* di velocità del vento.

La sua struttura deriva da quella della macchina asincrona con rotore avvolto, ma a differenza di quest'ultima presenta un'alimentazione sia attraverso lo statore della macchina, che è *direttamente* collegato alla Rete, sia attraverso il rotore, i cui avvolgimenti sono collegati alla Rete in maniera *indiretta* attraverso un convertitore in configurazione *back-to-back*; attraverso quest'ultimo passa una frazione della potenza totale (20% – 30%) coi seguenti vantaggi:

- le perdite nel convertitore sono inferiori rispetto a sistemi in cui invece esso è dimensionato per una potenza pari al 100% della totale.
- si riducono di conseguenza i costi dell'Elettronica di Potenza

Il convertitore *back-to-back* è costituito a propria volta da due convertitori:

- Uno lato Macchina
- Uno lato Rete

In mezzo ai due convertitori è collocato un dc-link capacitor, ai capi del quale la tensione è (idealmente) costante, in modo che i due inverter possano essere considerati disaccoppiati in frequenza.

Al convertitore lato Macchina spetta il compito di regolare la velocità meccanica del rotore ed anche il fattore di potenza ai terminali dello Statore. Al convertitore lato Rete è invece richiesto di mantenere (idealmente) costante la tensione nel dc-link e di fornire o prelevare una eventuale potenza reattiva necessaria alla Rete.

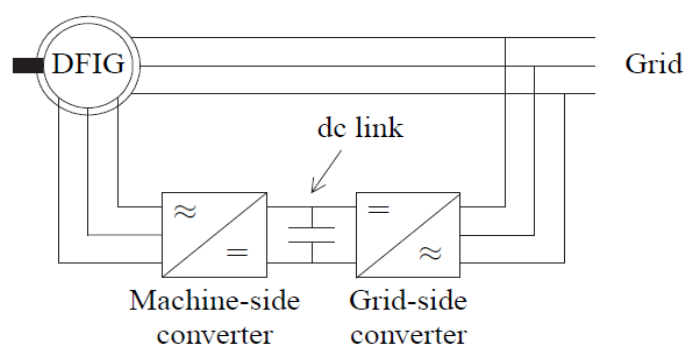


Figura 2.13: Sistema DFIG con convertitore back to back

E' importante sottolineare che il convertitore di potenza permette al sistema DFIG di avere la possibilità del controllo della potenza reattiva; esso disaccoppia il controllo

della potenza attiva e reattiva mediante il controllo indipendente della corrente d'eccitazione rotorica e quindi il DFIG può produrre (o assorbire) una certa quantità di potenza reattiva verso (o dalla) la rete.

Un altro vantaggio del convertitore di potenza è costituito dal fatto che esso permette il passaggio del flusso di potenza in entrambe le direzioni, in modo tale che il DFIG possa essere in grado di lavorare da generatore in entrambe le situazioni di *ipo-sincronismo* (scorrimento positivo) e di *iper-sincronismo* (scorrimento negativo), avendo definito come scorrimento la seguente quantità:

$$s = \frac{\omega_s - \Omega}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (2.8-1)$$

Pertanto dallo statore la potenza sarà sempre uscente, mentre potrà fluire dentro il rotore o fuori da esso a seconda che lo scorrimento s assuma valori positivi o negativi.

Ipotizzando nulle le perdite sia sulla parte rotorica sia su quella statorica, la potenza di rotore, P_r , gestita dal convertitore, chiamata anche potenza di scorrimento, sarà legata alla potenza di statore, P_s , dal seguente legame:

$$P_r = -sP_s \quad (2.8-2)$$

Se si chiama P_{rete} la potenza che la macchina complessivamente fornisce alla rete, determinata dalla somma algebrica delle potenze di statore e rotore, si possono esprimere anche i seguenti legami:

$$P_s = \frac{P_{rete}}{1-s} = \eta_{gen} \frac{P_{mecc}}{1-s} \quad (2.8-3)$$

dove η_{gen} è il rendimento del generatore e P_{mecc} la potenza meccanica all'asse della turbina.

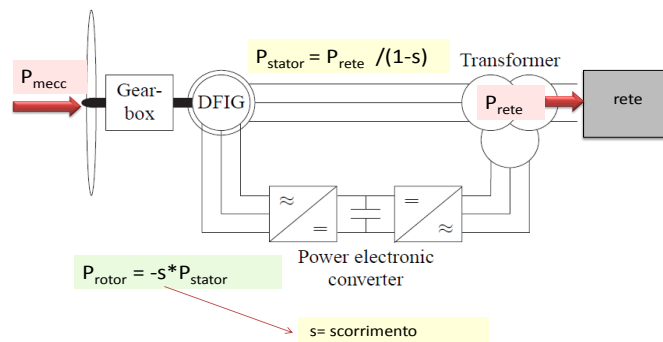


Figura 2.14: Flussi di Potenza in un DFIG

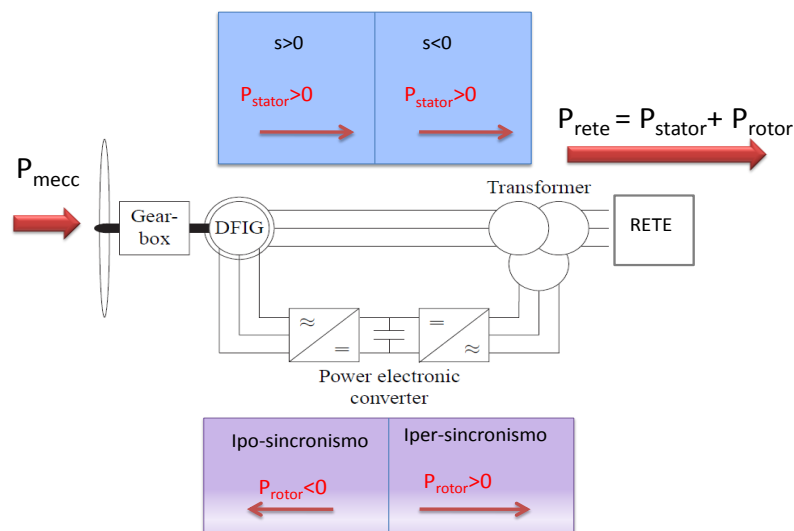


Figura 2.15: Flussi di Potenza in un DFIG, nei due casi di iper e ipo-sincronismo

2.8.2 Problema del LVRT per aerogeneratori DFIG

Si è detto che uno dei principali vantaggi del generatore asincrono a doppia alimentazione consiste nella possibilità di sotto-dimensionare il convertitore rispetto alla potenza massima generata, consentendo un minor costo dell'elettronica di potenza rispetto a tutte le macchine connesse alla rete da un solo lato.

Tale vantaggio si rivela essere allo stesso tempo la principale criticità del DFIG, legata al comportamento dell'azionamento in presenza di un abbassamento della tensione di rete (Low Voltage Ride Through – LVRT). La presente normativa CEI riguardante la gestione della rete elettrica, di cui si riporta un estratto nel paragrafo 2.9, prevede sostanzialmente che le turbine eoliche debbano rimanere connesse alla rete anche in caso

di abbassamenti della tensione di rete stessa. In particolare, la norma definisce la tipologia di disturbi per i quali non è ammissibile il distacco della macchina dalla rete. Fondamentalmente la ragione di questa norma risiede nella volontà di stabilizzare maggiormente il sistema di trasmissione dell'energia elettrica, data la sempre più crescente eterogeneità di fonti energetiche.

L'abbassamento di tensione risulta però particolarmente critico per il DFIG. Infatti, come verrà dettagliatamente analizzato nel capitolo 5, questo disturbo comporta sovracorrenti e sovratensioni nel convertitore, poiché istantaneamente l'energia prodotta dalla turbina si ritrova a passare prevalentemente attraverso l'inverter stesso. Tali sollecitazioni possono infine danneggiare irreparabilmente il convertitore.

Pertanto il principale obiettivo di questa Tesi è di analizzare dettagliatamente il comportamento del DFIG in presenza di un abbassamento di tensione durante il quale deve essere mantenuta la connessione alla rete e di proporre una possibile soluzione atta alla riduzione delle sovracorrenti, alternativa al costoso sovradimensionamento del convertitore.

2.9 Prescrizioni della Normativa CEI 11-32-v3 riguardanti gli abbassamenti di tensione

Durante un corto circuito nella rete è inevitabile una generale riduzione delle tensioni in tutti i nodi elettrici. In caso di guasto esterno alla centrale la stessa deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete. E' richiesto che le centrali eoliche mantengano il proprio stato di funzionamento e che gli aerogeneratori rimangano connessi alla rete qualora la condizione di guasto, identificata da ampiezza e durata della variazione della tensione, ricada nella zona di distacco non ammesso del grafico di Figura 2.16. In particolare, la zona di distacco non ammesso è rappresentata dall'area di grafico al di sopra della curva limite blu, al di sotto della quale il distacco dell'aerogeneratore dalla rete è consentito. Si noti dal grafico che più la riduzione della tensione a causa del guasto è alta, più è piccolo il tempo di guasto limite per non avere il distacco dalla rete.

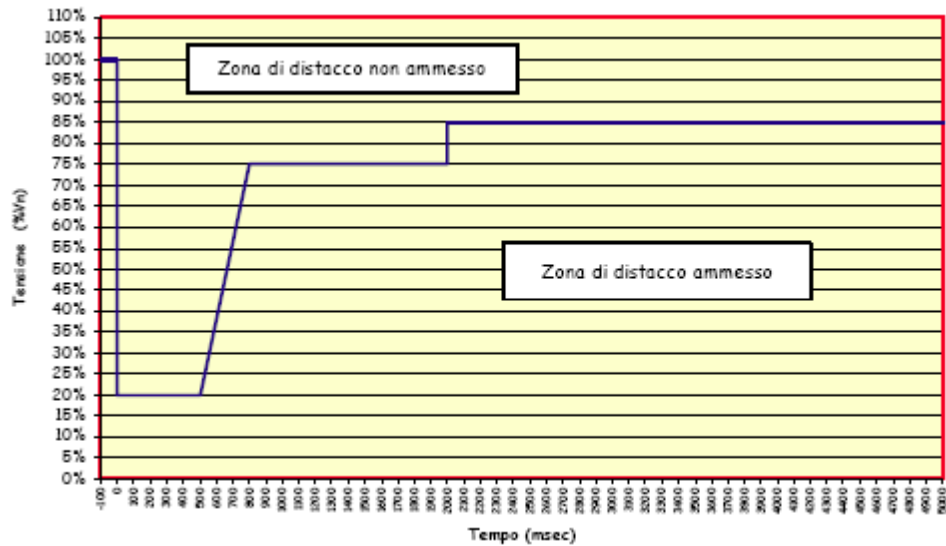


Figura 2.16: Valori della tensione a cui, in seguito ad un guasto in rete, la centrale eolica deve mantenere la connessione.

E' ammessa una riduzione transitoria della potenza immessa in rete durante il transitorio di guasto sino a quando la tensione non abbia nuovamente assunto il valore nominale. Tuttavia al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento, la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con le condizioni di vento.

Si osservi che l'area al di sotto della linea spezzata indica le coppie di valori di tensione e di tempo in cui la disconnessione non è richiesta, ma è solo ammessa.

3 Modellistica e Controllo del generatore asincrono a doppia alimentazione

3.1 Modello dinamico della macchina a induzione

Per ottenere i modelli delle macchine a corrente alternata, necessari allo sviluppo dei sistemi di controllo, è necessario fare riferimento alla “teoria unificata delle macchine elettriche” (Manigrasso, Mapelli e Mauri 2007).

Scopo di questa teoria è quello di poter utilizzare le conoscenze della teoria del controllo delle macchine a corrente continua per estenderle anche al campo di quelle a corrente alternata.

Il modello matematico della macchina asincrona è già consolidato in Letteratura e si avvale della nozione di fasori spaziali. Essi costituiscono uno strumento fondamentale per semplificare i calcoli matematici necessari a sviluppare il modello di una macchina elettrica e sostanzialmente permettono di rappresentare la macchina a induzione utilizzando due fasi, anziché tre, attraverso la trasformata di Park. Come spiegato in dettaglio nei paragrafi successivi, la trasformata di Park permette di esplicitare un modello della macchina in cui non appare la dipendenza diretta dagli angoli meccanici.

La macchina asincrona ideale è costituita da due armature, con materiale ferromagnetico privo di perdite, separate da un traferro uniforme. Sia sull’armatura interna, denominata *induttore*, che su quella esterna, denominata *indotto*, è collocato un avvolgimento trifase simmetrico in modo che gli assi magnetici siano disposti a 120° elettrici tra loro come mostrato in Figura 3.1

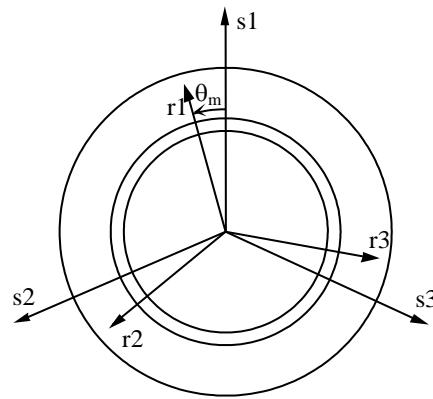


Figura 3.1: Schema della macchina a induzione

Si consideri una struttura elettromagnetica dotata di due poli, come quella che compare nella Figura 3.1. Se gli avvolgimenti di statore vengono alimentati con un sistema simmetrico di tensioni, come si è visto nell'ambito della teoria classica, si genera al traferro un campo rotante con distribuzione al traferro di tipo sinusoidale.

Considerando la macchina in rotazione ad una certa velocità Ω è possibile studiarne il funzionamento utilizzando la teoria dei circuiti mutuamente accoppiati, arrivando così ad un sistema di equazioni del tipo:

$$v_k = R_k i_k + p \psi_k \quad (3.1-1)$$

Dove

- ✓ con k si intende uno dei sei avvolgimenti, con R_k la resistenza di tale avvolgimento
- ✓ con "p" l'operatore derivata rispetto al tempo e con ψ_k il flusso totale concatenato con l'avvolgimento k -esimo.

Si devono poi considerare i legami tra flussi e correnti rappresentati da equazioni del tipo:

$$\psi_k = \sum_i L_{ki}(\theta_m) i_i \quad (3.1-2)$$

dove la mutua induttanza è funzione dell'angolo (θ_m) relativo tra gli assi magnetici di rotore e quelli di statore, come mostrato sempre in Figura 3.1.

Quindi la mutua induttanza tra l'avvolgimento " r_1 " e l'avvolgimento " s_1 " assume il suo valore massimo quando gli assi magnetici degli avvolgimenti sono allineati, minima quando essi sono disposti a 90° .

L'equazione di equilibrio elettromeccanico è data da:

$$T_r - T_{el} = Jp\Omega \quad (3.1-3)$$

Dove

- ✓ Con T_r si intende la coppia meccanica esercitata dal vento (motrice)
- ✓ Con T_{el} si intende la coppia elettrica, che bilancia quella meccanica (frenante)

Ora si consideri un sistema di riferimento solidale con lo statore e, a partire da questo punto di osservazione, si esprime l'equazione della tensione di statore, in funzione della corrente e del flusso di statore, ottenendo:

$$\bar{v}_s^s = R_s \bar{i}_s^s + p \bar{\psi}_s^s \quad (3.1-4)$$

Analogamente per le grandezze rotoriche riferite ad un sistema di riferimento solidale con il rotore:

$$\bar{v}_r^r = R_r \bar{i}_r^r + p \bar{\psi}_r^r \quad (3.1-5)$$

Ricordando l'espressione di un fasore spaziale in funzione del sistema di riferimento, si può osservare che le grandezze rotoriche espresse rispetto ad un sistema di riferimento solidale con lo statore diventano (si ricorda che $p e^{j\theta_m} = j \dot{\theta}_m \cdot e^{j\theta_m}$):

$$\bar{v}_r^s = R_r \bar{i}_r^s + p \bar{\psi}_r^s - j \dot{\theta}_m \bar{\psi}_r^s \quad (3.1-6)$$

- ✓ dove θ_m è l'angolo elettrico tra rotore e statore.

Utilizzando il modello a quattro parametri della macchina a induzione, dal bilancio energetico si ottiene che l'espressione della coppia è:

$$T_{el} = n \operatorname{Im}(\psi_s i_r^*) \quad (3.1-7)$$

Dove n è il numero di paia poli.

Si consideri ora un generico sistema di riferimento di assi d e q ruotato di θ_s rispetto allo statore, come mostrato in Figura 3.2.

Il modello dinamico della macchina asincrona su assi generici risulta il seguente:

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + p \bar{\psi}_s + j \vartheta_s \bar{\psi}_s \quad (3.1-8)$$

$$\bar{v}_r = R_r \bar{i}_r + p \bar{\psi}_r + j \vartheta_r \bar{\psi}_r \quad (3.1-9)$$

Con $\vartheta_r = \vartheta_s - \vartheta_m$.

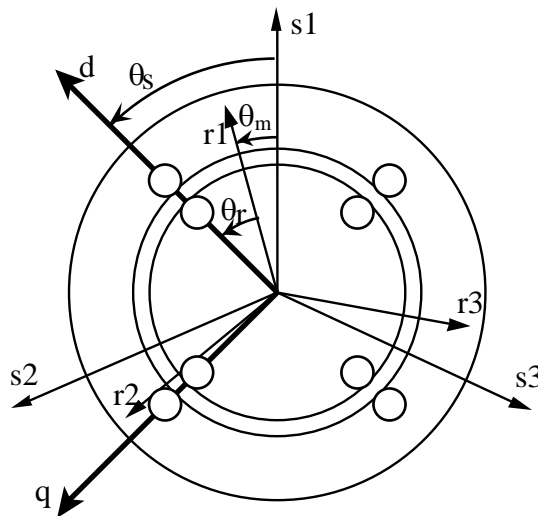


Figura 3.2: Macchina a induzione su assi generici d,q

Un'ultima osservazione è necessaria per mostrare come l'utilizzo dei fasori spaziali e l'adozione di un unico sistema di riferimento sia per lo statore che per il rotore ha eliminato la dipendenza dall'angolo θ_m delle mutue induttanze tra statore e rotore. In questo modo i parametri necessari per descrivere la macchina sono costanti e identici a quelli individuati nella teoria classica (a 4 o 5 parametri).

3.2 Circuiti equivalenti del DFIG

3.2.1 Modello a 5 parametri senza trasformatore ideale

Il circuito elettrico corrispondente alle equazioni del DFIG è mostrato in Figura 3.3.

Tali equazioni costituiscono quello che viene comunemente chiamato *Modello nelle variabili di Park* o più brevemente “*Park Model*” a 5 parametri ($R_s, L_{ds}, M, L_{dr}, R_r$) senza trasformatore ideale:

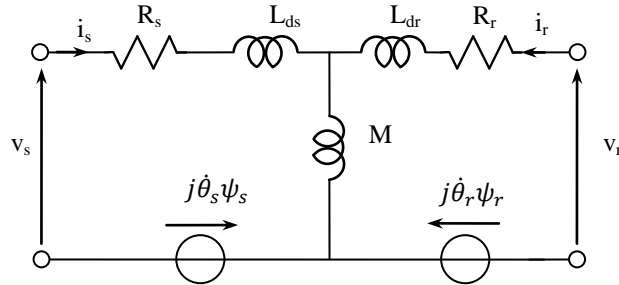


Figura 3.3: Circuito equivalente del DFIG

Il legame tra flussi di statore e rotore e le correnti si esprime così:

$$\begin{aligned}\bar{\psi}_s &= L_s \bar{i}_s + M \bar{i}_r \\ \bar{\psi}_r &= M \bar{i}_s + L_r \bar{i}_r\end{aligned}\tag{3.2-1}$$

- ✓ L_s costituisce l'induttanza statorica ed è pari alla somma della induttanza di magnetizzazione M più quella di dispersione statorica L_{ds} .
- ✓ L_r costituisce l'induttanza rotorica ed è pari alla somma della induttanza di magnetizzazione M più quella di dispersione rotorica L_{dr} .

3.2.2 Modello a 5 parametri con trasformatore ideale

Un approccio semplificato che viene utilizzato in Letteratura tecnica per studiare le equazioni che governano la macchina a induzione è quello della “*teoria trasformatorica a regime*”, in base alla quale la macchina asincrona viene confrontata col trasformatore, individuando così nello statore il *primario* e nel rotore il *secondario*.

Pertanto si introduca un trasformatore ideale avente rapporto di trasformazione pari a $\alpha:1$, come mostrato in Figura 3.4.

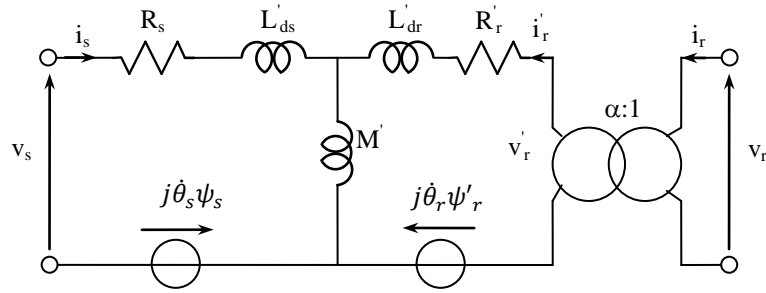


Figura 3.4: Circuito equivalente del DFIG con trasformatore ideale

Le grandezze elettriche di rotore sono quindi riportate allo statore, mentre quelle di statore restano immutate:

$$\begin{aligned} i'_r &= \frac{i_r}{\alpha} \\ v'_r &= \alpha v_r \\ \psi'_r &= \alpha \psi_r \end{aligned} \quad (3.2-2)$$

Le equazioni della macchina a induzione diventano le seguenti:

$$\begin{aligned} \bar{v}_s &= R_s \cdot \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ \bar{v}'_r / \alpha &= R_r \cdot \bar{i}_r \alpha + p\bar{\psi}_r / \alpha + j\dot{\theta}_r \bar{\psi}_r / \alpha \\ \bar{\psi}_s &= L_s \bar{i}_s + M \bar{i}_r \alpha \\ \bar{\psi}_r / \alpha &= M \bar{i}_s + L_r \bar{i}_r \alpha \end{aligned} \quad (3.2-3)$$

In maniera equivalente :

$$\begin{aligned} \bar{v}_s &= R_s \cdot \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ \bar{v}'_r &= \alpha^2 R_r \cdot \bar{i}'_r + p\bar{\psi}'_r + j\dot{\theta}_r \bar{\psi}'_r \\ \bar{\psi}_s &= L_s \bar{i}_s + \alpha M \bar{i}'_r \\ \bar{\psi}'_r &= \alpha M \bar{i}_s + \alpha^2 L_r \bar{i}'_r \end{aligned} \quad (3.2-4)$$

I parametri si trasformano nel modo seguente:

$$\begin{aligned}
 M' &= \alpha M \\
 L'_{ds} &= L_s - \alpha M = L'_r - M' \\
 L'_{dr} &= \alpha^2 L_r - \alpha M = L'_r - M' \\
 R'_r &= \alpha^2 R_r
 \end{aligned}
 \tag{3.2-5}$$

e le equazioni diventano:

$$\begin{aligned}
 \bar{v}_s &= R_s \cdot \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\
 \bar{v}'_r &= R'_r \cdot \bar{i}'_r + p\bar{\psi}'_r + j\dot{\theta}'_r \bar{\psi}'_r \\
 \bar{\psi}_s &= L_s \bar{i}_s + M' \bar{i}'_r \\
 \bar{\psi}'_r &= M' \bar{i}_s + L'_r \bar{i}'_r
 \end{aligned}
 \tag{3.2-6}$$

3.2.3 Modello Γ del DFIG

Da un punto di vista dinamico le induttanze di dispersione sia di statore che di rotore hanno lo stesso effetto; pertanto è possibile utilizzare una diversa rappresentazione del Modello di Park, nella quale l'induttanza di dispersione viene collocata nel circuito di rotore. Si giunge in questo modo a quella che viene definita “Rappresentazione Γ ” della macchina a induzione, così chiamata in quanto le induttanze come mostrato in Figura 3.5 e Figura 3.6.

formano una lettera Γ ,

Per giungere a tale rappresentazione, si supponga di scegliere un valore del rapporto di trasformazione $\alpha=L_s/M$.

I parametri diventano:

$$\begin{aligned}
 M' &= L_s \\
 L'_{ds} &= 0 \\
 L'_{dr} &= (L_s / M)^2 L_r - L_s = L_{kr} \\
 R'_r &= (L_s / M)^2 R_r
 \end{aligned}
 \tag{3.2-7}$$

Il circuito equivalente diventa quello rappresentato in Figura 3.5:

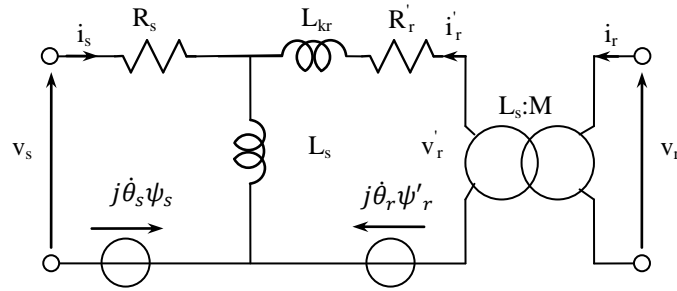


Figura 3.5: Modello Γ del DFIG

e le equazioni (3.2-6) diventano:

$$\begin{aligned}
 \bar{v}_s &= R_s \cdot \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\
 \bar{v}'_r &= R'_r \cdot \bar{i}'_r + p\bar{\psi}'_r + j\dot{\theta}_r \bar{\psi}'_r \\
 \bar{\psi}_s &= L_s (\bar{i}_s + \bar{i}'_r) \\
 \bar{\psi}'_r &= L_{kr} \bar{i}'_r + L_s (\bar{i}_s + \bar{i}'_r)
 \end{aligned}
 \tag{ 3.2-8 }$$

In definitiva il circuito corrispondente alle (3.2-8) diviene quello mostrato in Figura 3.6

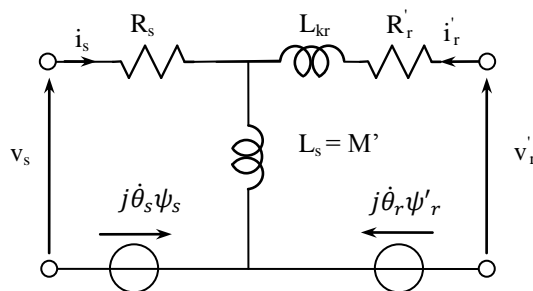


Figura 3.6: Modello Γ del DFIG con grandezze rotoriche riportate al primario

3.2.4 Modello Γ del DFIG usando come variabili di stato il Flusso di statore e la corrente di rotore

Poiche' il flusso di statore è praticamente imposto dalla tensione di rete mentre la corrente di rotore è controllabile dall'inverter, conviene modellizzare la macchina scegliendo, come variabili di stato, la corrente di rotore ed il flusso di statore, mentre conviene scegliere un sistema di riferimento solidale con il flusso di statore.

Si parte dalle equazioni (3.2-8) e dal legame tra flussi e correnti sempre in (3.2-8) si ricava la corrente di statore:

$$\bar{i}_s = \bar{\psi}_s / L_s - \bar{i}'_r \quad (3.2-9)$$

Sostituendo l'espressione della corrente di statore all'interno delle equazioni (3.2-8) del modello si ottiene:

$$\begin{aligned} \bar{v}_s &= R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) + p\bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ \bar{v}'_r &= R_r \cdot \bar{i}'_r + p(\bar{\psi}_s + L_{kr} \bar{i}'_r) + j\dot{\theta}_r (\bar{\psi}_s + L_{kr} \bar{i}'_r) \end{aligned} \quad (3.2-10)$$

Esplicitando si ottiene:

$$\begin{aligned} p\bar{\psi}_s &= \bar{v}_s - R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) - j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ \bar{v}'_r &= R_r \cdot \bar{i}'_r + p\bar{\psi}_s + L_{kr} p\bar{i}'_r + j\dot{\theta}_r \bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_r L_{kr} \bar{i}'_r \end{aligned} \quad (3.2-11)$$

Si prosegue sostituendo l'espressione della derivata del flusso di statore:

$$\begin{aligned} p\bar{\psi}_s &= \bar{v}_s - R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) - j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ \bar{v}'_r &= R_r \cdot \bar{i}'_r + \left(\bar{v}_s - R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) - j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \right) + L_{kr} p\bar{i}'_r + j\dot{\theta}_r \bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_r L_{kr} \bar{i}'_r \end{aligned} \quad (3.2-12)$$

e poi risolvendo rispetto alle variabili di stato flusso di statore e corrente di rotore, si trova:

$$\begin{aligned} p\bar{\psi}_s &= \bar{v}_s - R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) - j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\ p\bar{i}'_r &= \frac{1}{L_{kr}} \left(\bar{v}'_r - R_r \cdot \bar{i}'_r - \bar{v}_s + R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}'_r \right) + j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s - j\dot{\theta}_r \bar{\psi}_s - j\dot{\theta}_r L_{kr} \bar{i}'_r \right) \end{aligned} \quad (3.2-13)$$

Quindi si giunge al modello definitivo del DFIG con le nuove variabili di stato:

$$\begin{aligned}
 p\bar{\psi}_s &= \bar{v}_s - R_s \cdot \left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}_r' \right) - j\dot{\theta}_s \bar{\psi}_s \\
 p\bar{i}_r' &= \frac{1}{L_{kr}} \left(\bar{v}_r - \bar{v}_s - (R_r' + R_s) \cdot \bar{i}_r' + \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_s + j\dot{\theta}_m \bar{\psi}_s - j\dot{\theta}_r L_{kr} \bar{i}_r' \right)
 \end{aligned} \tag{3.2-14}$$

Si considera adesso un sistema di riferimento orientato col flusso di statore sull'asse d e rotante alla velocità di sincronismo, e si separano le equazioni tra asse d ed asse q ottenendo quindi il modello di Park su *assi sincroni orientato col flusso di statore*:

$$\begin{aligned}
 p\psi_s &= v_{sd} - \frac{R_s}{L_s} \psi_s + R_s i_{rd}' \\
 0 &= v_{sq} + R_s i_{rq}' - \dot{\theta}_s \psi_s \\
 p i_{rd}' &= \frac{1}{L_{kr}} \left(v_{rd} - v_{sd} - (R_r' + R_s) \cdot i_{rd}' + \frac{R_s}{L_s} \psi_s + \dot{\theta}_r L_{kr} i_{rq}' \right) \\
 p i_{rq}' &= \frac{1}{L_{kr}} \left(v_{rq} - v_{sq} - (R_r' + R_s) \cdot i_{rq}' + \dot{\theta}_m \psi_s - \dot{\theta}_r L_{kr} i_{rd}' \right)
 \end{aligned} \tag{3.2-15}$$

con $\dot{\theta}_r = \dot{\theta}_s - \dot{\theta}_m$ che costituisce la *pulsazione di scorrimento*.

Avendo definito l'asse diretto coincidente con la direzione del flusso di statore, ne consegue che la sua componente in *quadratura* è nulla; pertanto sussiste la seguente relazione tra le correnti d'asse in quadratura di statore e di rotore:

$$i_{sq} = -i_{rq} \tag{3.2-16}$$

Si noti che la scelta di un sistema di riferimento allineato col flusso di statore comporta che la coppia elettrica dipenda a regime solo dalla componente in quadratura della corrente rotorica:

$$T_{el} = n \frac{M'}{L_s} \psi_s i_{qr}' = n \psi_s i_{qr}' \tag{3.2-17}$$

3.3 Parametri della macchina GAMESA G58-850 kW

In questa Tesi si fa riferimento ad un generatore a doppia alimentazione molto diffuso a livello industriale, i cui dati di targa sono i seguenti:

- ✓ $P_n=850$ kW
- ✓ $\Omega_n=198,96$ rad/s
- ✓ $V_n=690$ V
- ✓ $T_n=4272$ Nm
- ✓ $I_n=711$ A
- ✓ $n=2$

I dati a disposizione sono quelli mostrati nella scheda tecnica della GAMESA G58-850kW e riportati nelle figure seguenti:

| Rotor | |
|-----------------------------|--|
| Diameter | 58 m |
| Swept area | 2,642 m ² |
| Rotational speed | Variable 14.6 - 30.8 rpm, towers 55 and 65m Variable 16.2 - 30.8 rpm, torre 44m |
| Rotational direction | Clock Wise (front view) |
| Weight (incl. Hub) | Approx. 12 T |
| Top head mass | Approx. 35 T |

| Generator 850 kW | |
|--------------------------------|---|
| Type | Doubly-fed machine |
| Rated power | 850 kW |
| Voltage | 690 V ac |
| Frequency | 50 Hz |
| Protection class | IP 54 |
| Number of poles | 4 |
| Rotational speed | 1,000:1,950 rpm (50 Hz) |
| Rated Stator Current | 670 A @ 690 V |
| Power factor (standard) | 0.95 CAP - 0.95 IND at partial loads and 1 at nominal power.* |
| Power factor (optional) | 0.95 CAP - 0.95 IND throughout the power range.* |

* Power factor at generator output terminals, at low voltage side before transformer input terminals.

Figura 3.7: Dati di targa del Generatore di riferimento per la Tesi

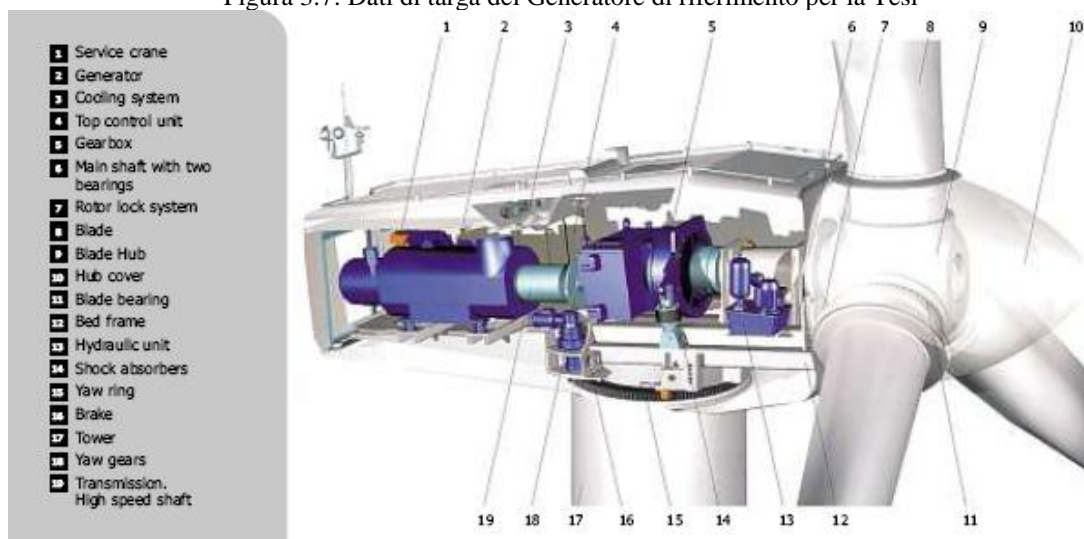
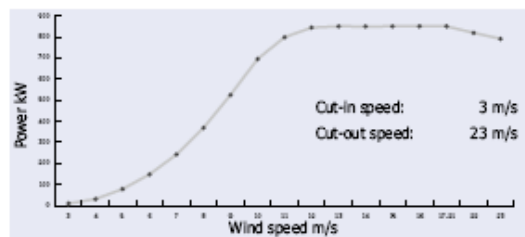


Figura 3.8: Spaccato assometrico della navicella

Power Curve Gamesa G58-850kW(for an air density of 1.225 kg/m³)

Power curve calculation based on NACA 63.XXX and FFA-W3 airfoils.

Calculation parameters: 50 Hz grid frequency; tip angle pitch regulated, 10% turbulence intensity and a variable rotor speed ranging from 14.6 - 30.8 rpm.



| SPEED (m/s) | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17-21 | 22 | 23 |
|-------------|-----|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| POWER (kW) | 9.7 | 31.2 | 78.4 | 148.2 | 242.7 | 368.8 | 525.3 | 695.0 | 798.4 | 844.1 | 850.0 | 849.5 | 849.9 | 850.0 | 850.0 | 819.3 | 791.1 |

Figura 3.9: Curva di potenza della macchina GAMESA G58-850kW

Per ricavare i parametri (non essendo presenti nei dati di targa) del DFIG, di 850kW di potenza nominale, sono stati utilizzati i dati in valore assoluto di un generatore a doppia alimentazione di 3MW ; in seguito questi dati sono stati riportati in *per unit* e dai valori in valore relativo sono stati trasformati in valore assoluto sulla base dei dati di targa del generatore in esame.

I valori ottenuti dei parametri sono i seguenti:

- ✓ $R_s=4\text{m}\Omega$
- ✓ $R_r=5,4\text{m}\Omega$
- ✓ $L_m=15,3\text{mH}$
- ✓ $L_{ds}=0,1\text{mH}$
- ✓ $L_{dr}=0,185\text{ mH}$
- ✓ $L_{kr}=0,344\text{mH}$
- ✓ $J=25,77\text{ kg m}^2$

3.3.1 Modello della macchina a induzione con rotore in corto circuito

Prima di passare all'implementazione del modello del DFIG, si è scelto di costruire in ambiente *Matlab-Simulink*, dapprima il modello della macchina a induzione con rotore in corto circuito.

Da questo momento in avanti, per semplificare la notazione, si omettono gli apici delle grandezze riferite al rotore.

Le equazioni della macchina a induzione con rotore in corto circuito sono:

$$\begin{aligned}
 p\psi_s &= V_{ds} - \frac{R_s}{L_s}\psi_s + R_s i_{dr} \\
 0 &= V_{qs} + R_s i_{qr} - \omega_s \psi_s \\
 pi_{dr} &= \frac{1}{L_{kr}} \left(V_{ds} - (R_s + R_r) i_{dr} + \frac{R_s}{L_s} \psi_s + \omega_r L_{kr} i_{qr} \right) \\
 pi_{qr} &= \frac{1}{L_{kr}} \left(V_{qs} - (R_s + R_r) i_{qr} + \omega_m \psi_s - \omega_r L_{kr} i_{dr} \right) \\
 T_{el} - T_r &= Jp\Omega \\
 T_{el} &= n\psi_s i_{qr}
 \end{aligned} \tag{3.3-1}$$

3.3.2 Risultati simulazioni del modello della macchina a induzione con coppia resistente nulla

A. Velocità meccanica del rotore

In questo caso la macchina a induzione perviene idealmente alla velocità di sincronismo, che a regime vale $\Omega=157,08$ rad/s e il cui valore è corretto in quanto la macchina è a due paia di poli quindi la velocità di sincronismo è di 1500 rpm che corrispondono esattamente a 157,08 rad/s, come mostrato in Figura 3.10.

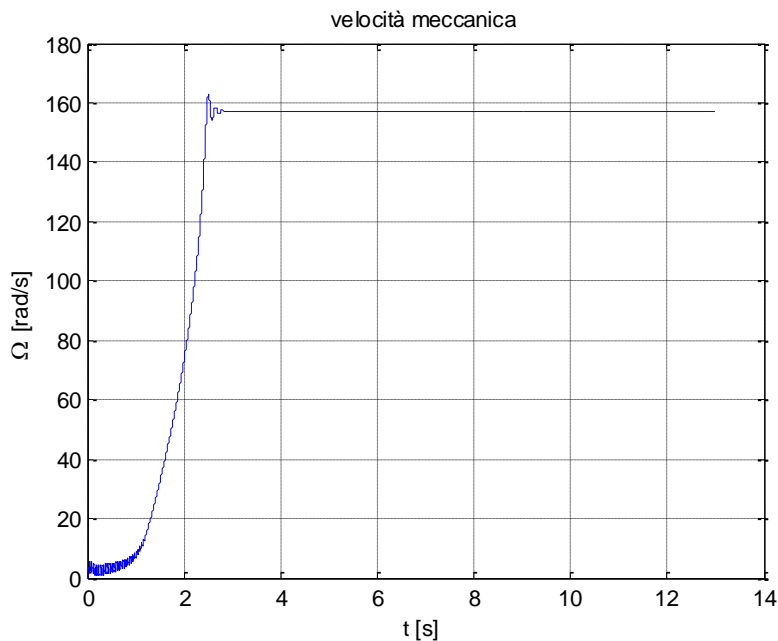


Figura 3.10: Velocità meccanica del rotore nel caso di coppia resistente nulla

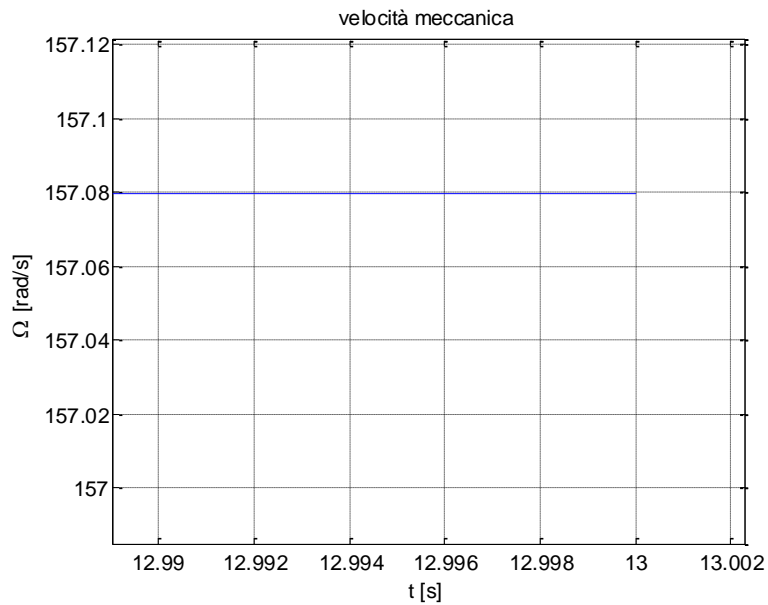


Figura 3.11: Dettaglio della velocità meccanica del rotore a regime

B. Corrente di statore

La corrente di statore all'avviamento vale circa 8 volte il valore di quella nominale; in questo caso $8I_n=5688$ A, valore che trova corrispondenza nella Figura 3.12.

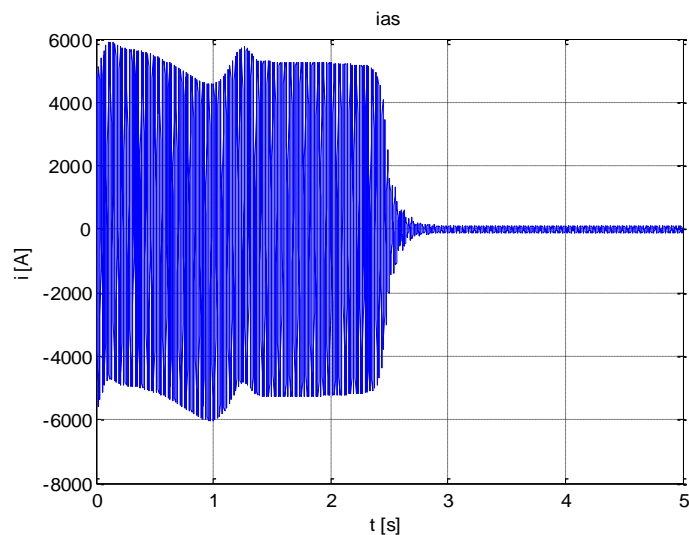


Figura 3.12: corrente della fase a di statore

A regime invece il periodo della corrente di statore vale $T=0,02$ s che corrisponde giustamente ai 50 Hz di frequenza della tensione di alimentazione; invece il valore

efficace della corrente si ricava mediante le equazioni che legano le correnti di statore e di rotore al flusso di statore, sempre a regime:

$$\begin{aligned}
 i_{dr} &= 0 \\
 i_{qs} &= -i_{qr} = 0 \\
 i_{ds} + i_{dr} &= \frac{\psi_s}{L_m} = 142,55 \text{ A, cioè } i_{ds} = 142,55 \text{ A}
 \end{aligned}
 \tag{3.3-2}$$

Il valore massimo della corrente di statore vale $I_{s,max} = i_{ds} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 116,20 \text{ A}$, mentre il valore efficace $I_{s,eff} = 82,30 \text{ A}$

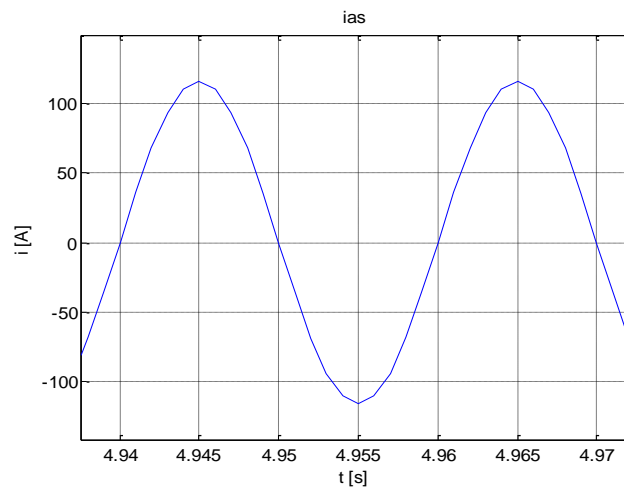


Figura 3.13: Corrente di statore a regime con periodo $T = 0.02$ secondi

C. Corrente di rotore

La corrente di rotore in questo caso a regime dev'essere nulla in quanto è applicata una coppia resistente di valore pari a zero.

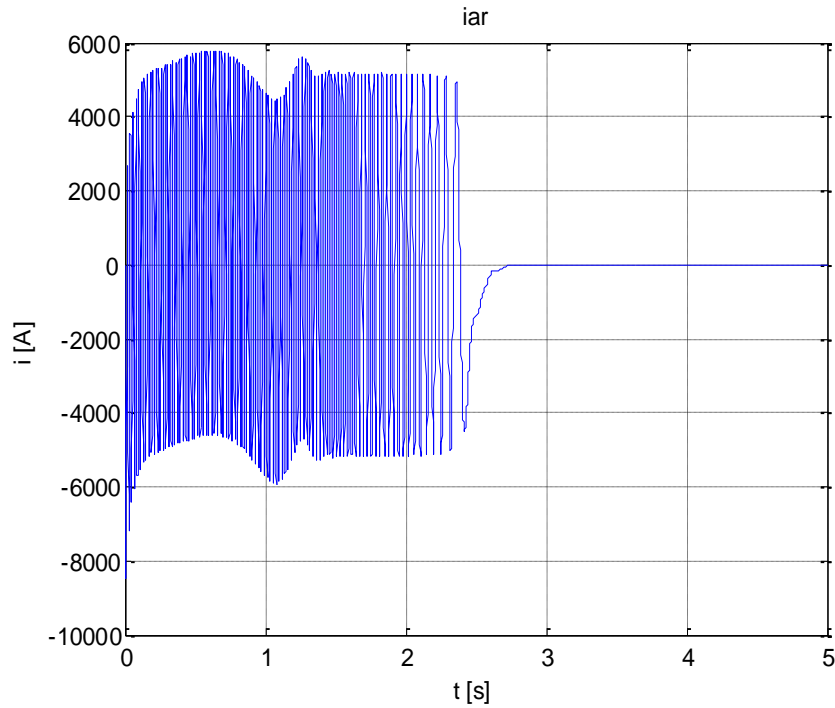


Figura 3.14: Corrente della fase *a* di rotore nel caso di coppia resistente nulla applicata

In effetti ampliando l'immagine della corrente di rotore è possibile verificare che essa si annulla a regime, come confermato dalla Figura 3.15.

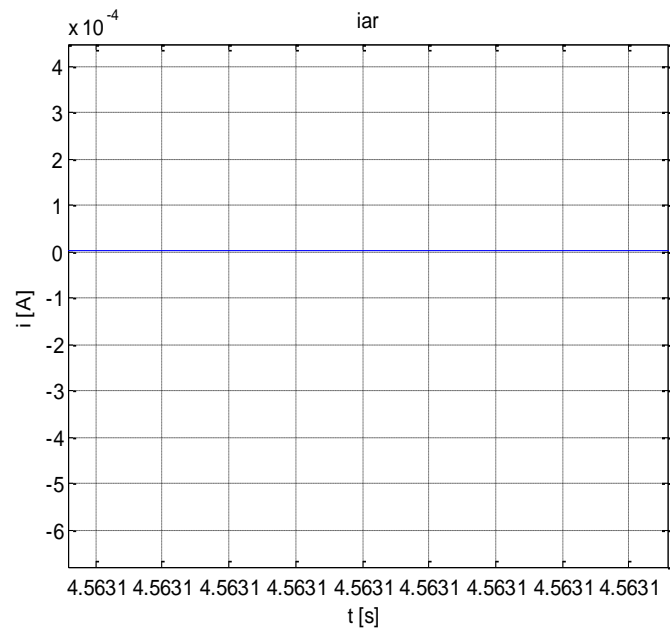


Figura 3.15: corrente della fase *a* di rotore con coppia resistente nulla applicata, dettaglio di regime

D. Flusso di statore

Il flusso di statore a regime deve valere $\psi_s = \frac{V_{qs}}{\omega_s} = \frac{690 \text{ V}}{314,16 \text{ rad/s}} = 2,20 \text{ Wb}$.

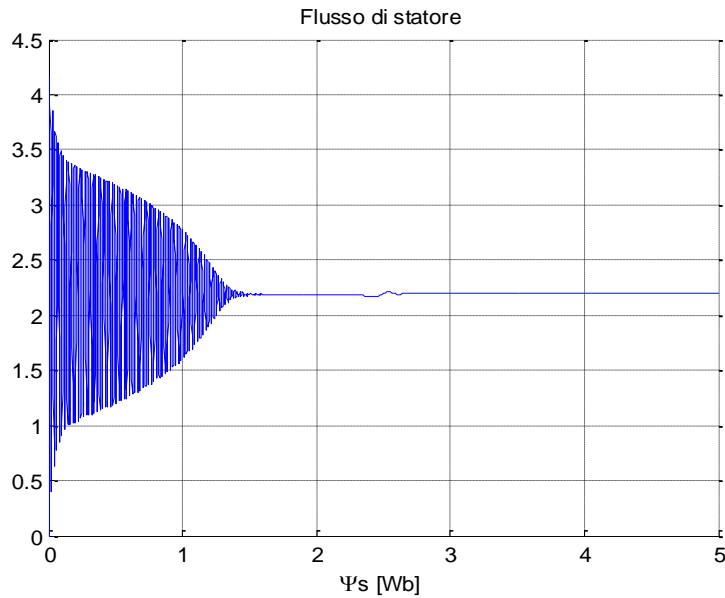


Figura 3.16: Flusso di statore

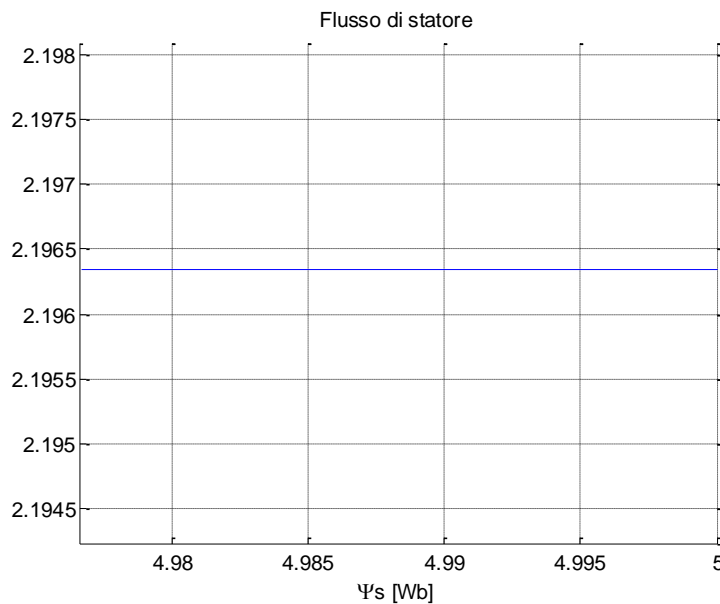


Figura 3.17: Flusso di statore a regime

E. Caratteristica dinamica

Dalla caratteristica dinamica si può verificare come a regime la coppia elettrica si annulla in corrispondenza della velocità di regime, cioè quella di sincronismo.

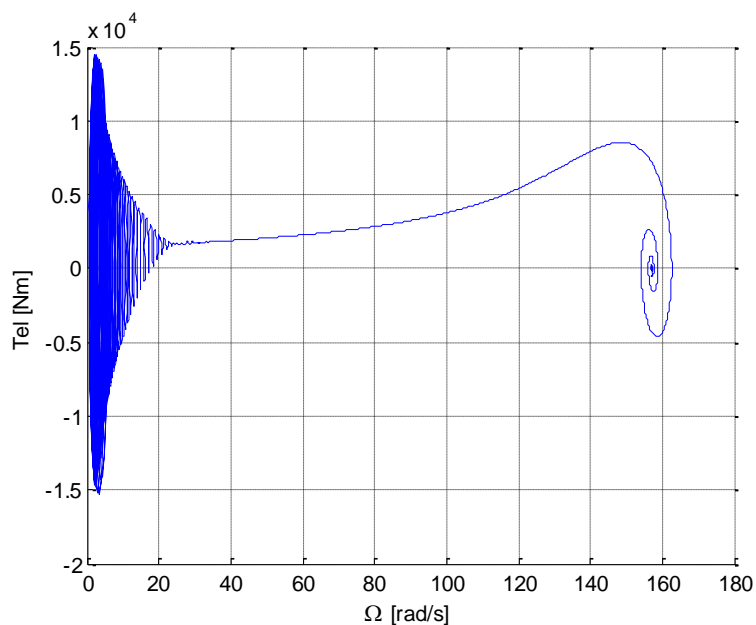


Figura 3.18: Caratteristica dinamica

F. Potenze attiva e reattiva

Durante il transitorio la macchina assorbe la potenza reattiva necessaria per creare il campo induttore.

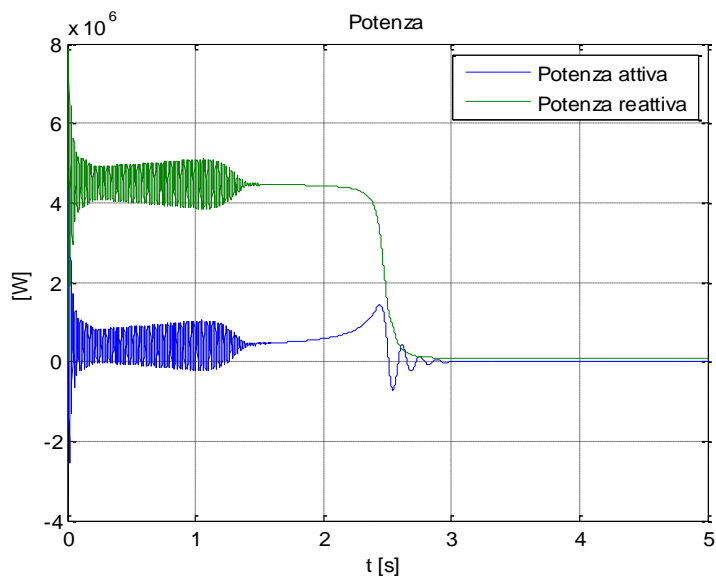


Figura 3.19: Potenze attiva e reattiva nel caso di coppia resistente nulla applicata

A regime la macchina assorbe 98,2 kVAR che corrispondono al 11,5 % della potenza totale e praticamente non produce potenza attiva e questo è corretto in quanto la potenza attiva è data dal prodotto tra la coppia elettrica per la velocità, ma poiché la

coppia elettrica a regime si annulla deve essere così anche per la potenza attiva.

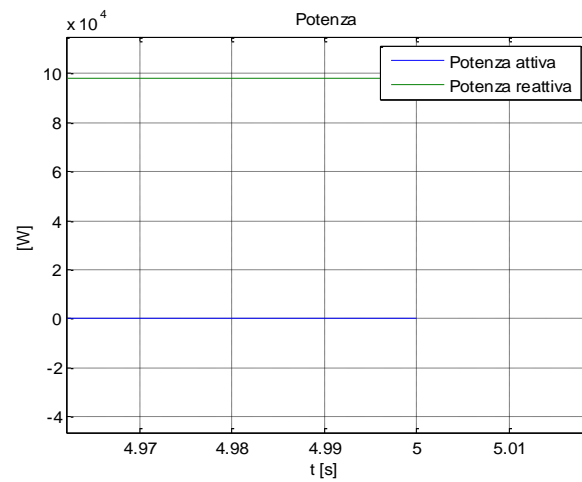


Figura 3.20: Potenze attiva e reattiva a regime

G. Coppia di spunto

La coppia di spunto della macchina in esame vale $0.31T_n = 1324Nm$.

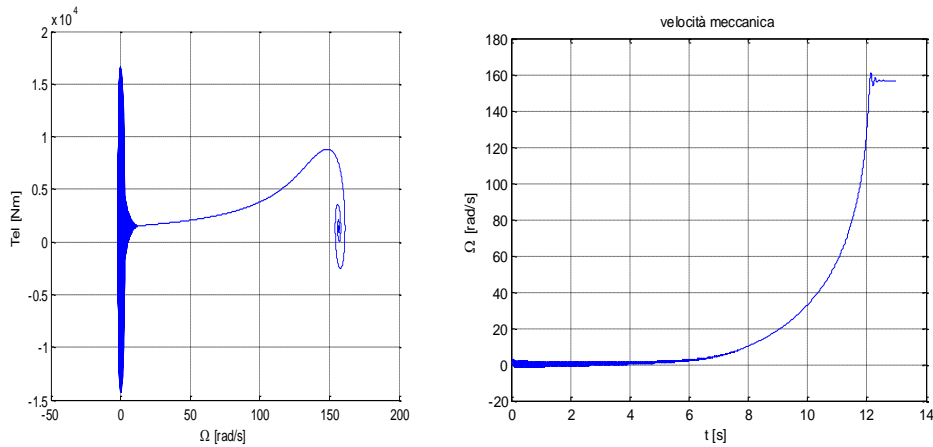


Figura 3.21: Coppia di spunto della macchina asincrona con rotore in c.c.

Infatti se si applica una coppia resistente leggermente superiore, la macchina non si avvia.

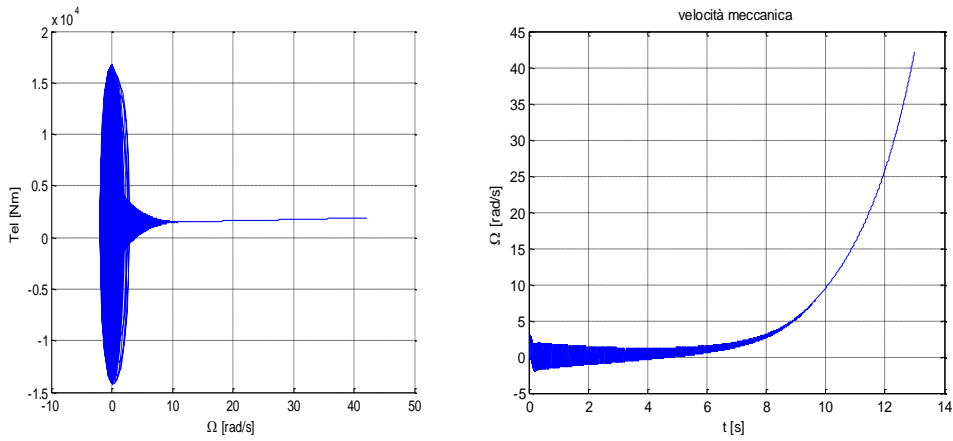


Figura 3.22: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,32T_n$

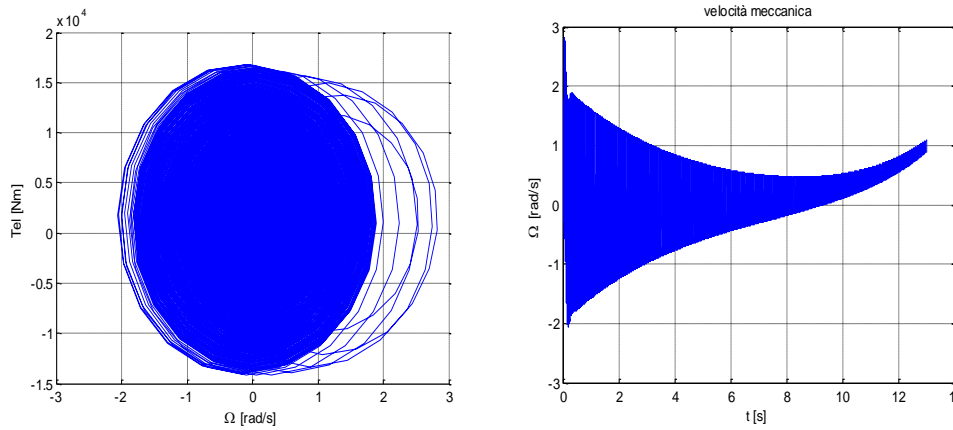


Figura 3.23: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,33 T_n$

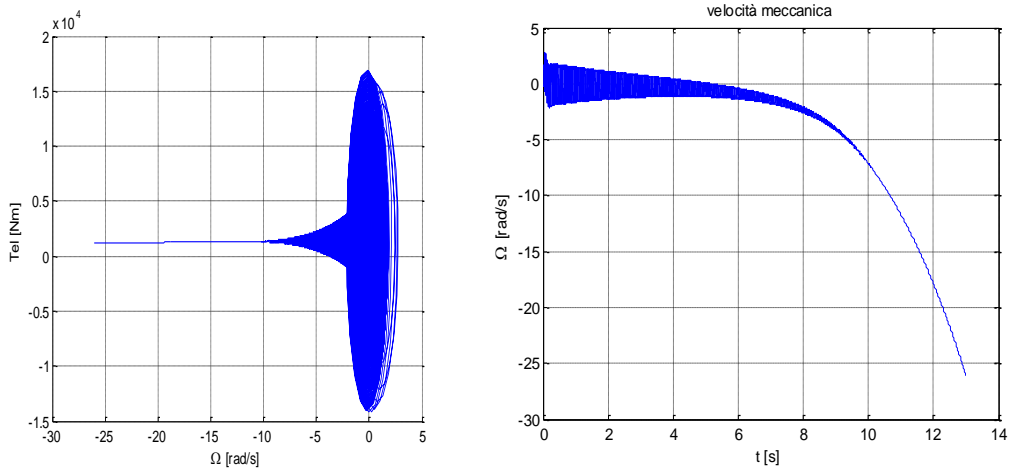


Figura 3.24: caratteristica dinamica e velocità con $T_r=0,34 T_n$

3.4 Funzionamento del DFIG a regime

Una strategia semplice per capire come funziona e come agisce il Sistema di Controllo è quella di partire dalle equazioni del modello del DFIG a regime e da queste costruire il diagramma dei fasori. Prima di ottenere le equazioni a regime, si riporta il modello dinamico del DFIG su assi sincroni con il flusso di statore:

$$\begin{aligned}\bar{V}_s &= R_s \bar{i}_s + (p + j\dot{\theta}_s) \bar{\psi}_s \\ \bar{V}_r &= R_r \bar{i}_r + (p + j\dot{\theta}_r) \bar{\psi}_r\end{aligned}\quad (3.4-1)$$

Il legame tra la corrente di statore e quella di rotore (si ricorda) è:

$$\bar{i}_s = \frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \bar{i}_r \quad (3.4-2)$$

Invece quello tra flussi e correnti:

$$\begin{aligned}\bar{\psi}_s &= L_s (\bar{i}_s + \bar{i}_r) \\ \bar{\psi}_r &= \bar{\psi}_s + L_{kr} \bar{i}_r\end{aligned}\quad (3.4-3)$$

Adesso si supponga di voler imporre al sistema, per esempio, un comportamento specifico:

- ✓ Potenza attiva "*P generata*"
- ✓ Potenza reattiva $Q \cong 0$

E ci si chiede come devono essere collocati i fasori affinché la situazione di controllo descritta in precedenza si realizzi; i fasori tensione e corrente di statore devono essere collocati come in Figura 3.25, che rappresenta un diagramma qualitativo della situazione dei fasori:

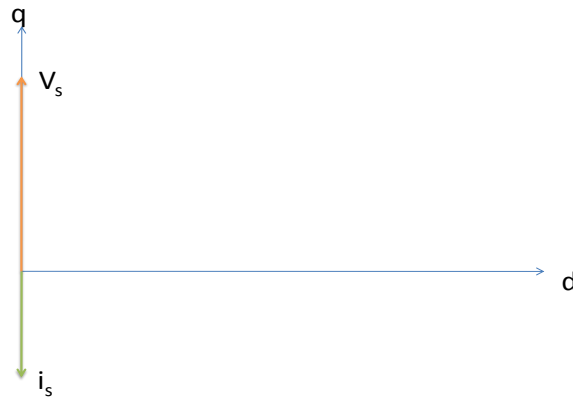


Figura 3.25: Fasori Tensione e Corrente nel caso in cui P è generata e Q=0

Si noti che per controllare il fasore corrente di statore si sfrutta la relazione che lo lega a quello di rotore, in quanto è attraverso la tensione di rotore impressa dall'inverter che si controlla la corrente di rotore e di conseguenza anche quella di statore, poiché la loro somma è costante.

$$\text{Infatti } i_{ds} + i_{dr} = \frac{\psi_s}{L_s} = \text{costante} = 142,55 \text{ A.}$$

In questo caso $i_{ds} = 0 \Rightarrow i_{dr} = \frac{\psi_s}{L_s}$ e poi ci si ricorda che $i_{qs} = -i_{qr}$; noti quindi i_{dr} e i_{qr} , è possibile collocare nel diagramma dei fasori a regime la corrente i_r . Poi si costruisce il fasore $\overline{\psi_r}$ ed infine la tensione $\overline{V_r} = (j\dot{\theta}_r)\overline{\psi_r}$, la cui posizione dipende dal segno dello scorrimento come mostrato in Figura 3.26.. Si noti che, a regime, tutti i fasori hanno ampiezza costante e ruotano alla velocità di sincronismo $\omega_s = 314 \text{ rad/s}$.

Quindi il diagramma (qualitativo) dei fasori a regime sarà quello rappresentato in Figura 3.26.

Per imprimere una certa velocità meccanica alla turbina, il cui riferimento viene ricavato, in base a criteri di ottimizzazione della potenza meccanica estraibile dal vento, da un livello di controllo superiore, l'inverter *imprime* un certo scorrimento e la macchina *risponde* portandosi alla velocità meccanica desiderata, in quanto deve *valere sempre* la relazione data dalla pulsazione di scorrimento: $\omega_r = \omega_s - \omega_m$.

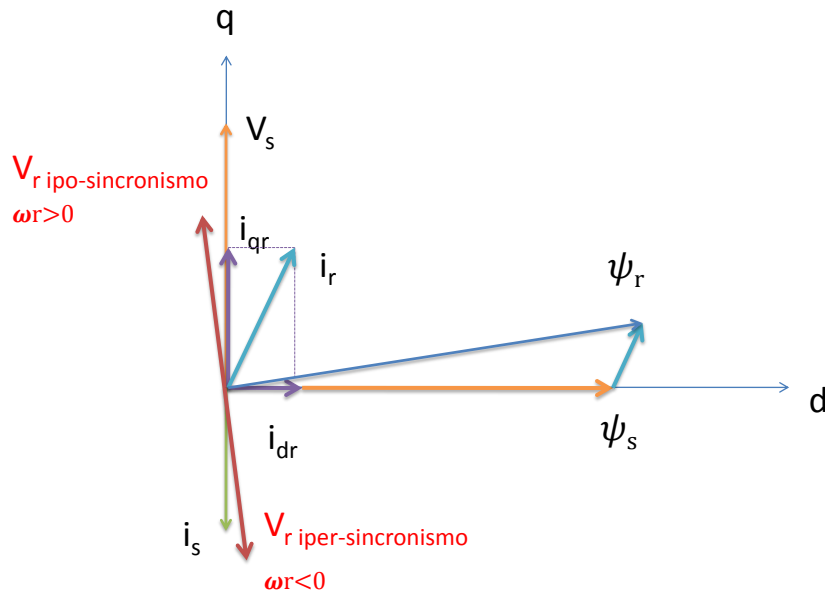


Figura 3.26: Diagramma dei fasori completo a regime nel caso in cui P è generata e Q=0

3.5 Controllo ad orientamento di campo per le correnti rotoriche

Il metodo consiste nel controllare la corrente assorbita dal rotore, o meglio le sue componenti (i_{dr}, i_{qr}) in un sistema di riferimento ortogonale rotante e solidale con il flusso di statore.

Prima di mostrare il sistema di controllo delle correnti rotoriche, si osservi lo schema in Figura 3.27 che serve a spiegare come vengono visti dallo schema di controllo del DFIG gli ingressi costituiti dalla Coppia Aerodinamica e dalla velocità.

La Coppia Aerodinamica, dipendente dal vento in ingresso al Sistema Turbina Eolica, viene vista dal punto di vista del blocco DFIG come un disturbo, che la Coppia Elettrica deve bilanciare secondo l'equazione di equilibrio elettromeccanico $T_r - T_{el} = Jp \frac{\vartheta_m}{n}$, mentre il riferimento di velocità meccanica del rotore viene generato da un livello di controllo più alto, il "Wind Turbine Control Level".

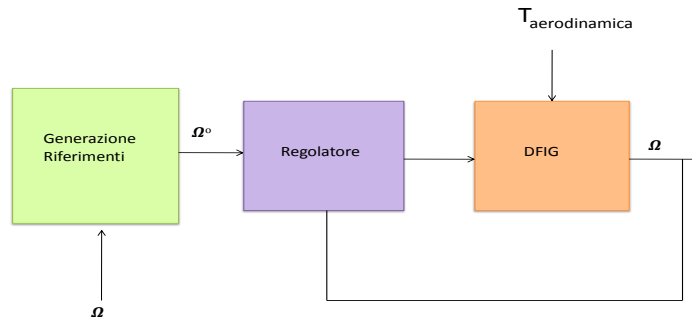


Figura 3.27– Schema del sistema di controllo generale del DFIG

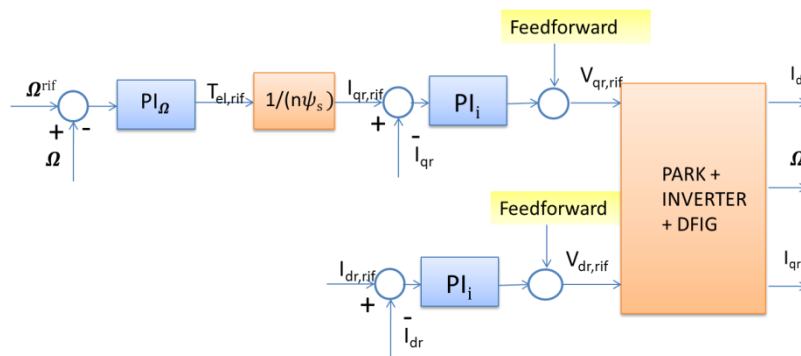


Figura 3.28: Schema del sistema di controllo generale del DFIG, con anelli di velocità e correnti

Anche se il processo che si vuole controllare presenta delle non linearità, queste possono essere compensate dalle azioni di feedforward, per cui gli anelli di velocità e delle correnti possono essere progettati *come se* il processo a cui fanno riferimento fosse *lineare*.

Per capire la struttura del sistema di controllo del generatore, e in particolare come devono essere progettate le azioni di feedforward, si riscrivono le equazioni del modello su assi sincroni, omettendo i pedici per le grandezze rotoriche:

$$\begin{aligned}
 p\psi_s &= V_{ds} - \frac{R_s}{L_s}\psi_s + R_s i_{dr} \\
 pi_{dr} &= \frac{1}{L_{kr}} \left(V_{dr} - V_{ds} - (R_s + R_r)i_{dr} + \frac{R_s}{L_s}\psi_s + \omega_r L_{kr} i_{qr} \right) \\
 pi_{qr} &= \frac{1}{L_{kr}} \left(V_{qr} - V_{qs} - (R_s + R_r)i_{qr} + \omega_m \psi_s - \omega_r L_{kr} i_{dr} \right) \\
 T_r - T_{el} &= Jp \frac{\vartheta_m}{n} \\
 T_{el} &= n\psi_s i_{qr}
 \end{aligned} \tag{3.5-1}$$

A questo punto si inserisce lo schema completo del sistema di controllo delle correnti:

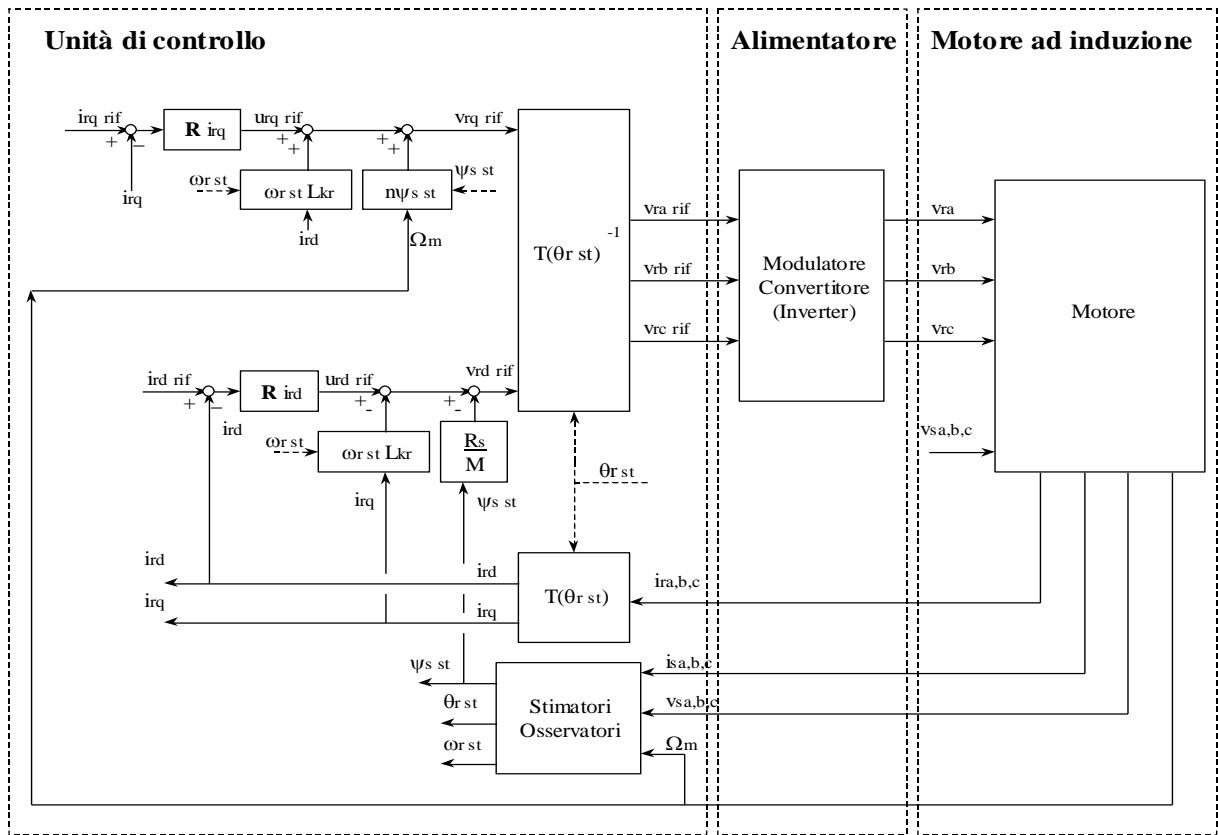


Figura 3.29: schema di controllo del DFIG

Il blocco dell'osservatore, ricostruisce una stima del flusso di statore a partire dalle misure delle tensioni e delle correnti di statore e ricostruisce l'angolo del flusso ϑ_s ; la stima di ϑ_r viene fatta a partire da quella di ϑ_s e dalla misura della velocità meccanica del rotore (che viene moltiplicata per le paia poli e integrata). La stima del flusso di statore è necessaria per le azioni di feedforward, invece le stime degli angoli sono importanti, non solo per le azioni di compensazione, ma anche per eseguire correttamente la Trasformata e l'Antitrasformata di Park.

In definitiva il sistema di controllo del DFIG funziona nel modo seguente:

A partire dall'errore di velocità meccanica del rotore viene generato il riferimento di coppia elettrica, che deve bilanciare quella meccanica dovuta al vento in ingresso alla turbina, e dal riferimento di coppia elettrica, che è proporzionale alla corrente d'asse in quadratura della corrente di rotore, si ricava appunto il riferimento di corrente i_{qr} in questo modo:

$$i_{qr}^{rif} = \frac{T_{el}^{rif}}{n\psi_s} \quad (3.5-2)$$

Dall'errore di corrente d'asse in quadratura viene generato attraverso un controllore PI il riferimento di tensione u_{qr}^{rif} , a cui devono essere sommati i contributi in tensione della azioni di feedforward per ottenere infine la tensione di riferimento V_{qr}^{rif} .

Il secondo anello di corrente riceve in ingresso il riferimento di corrente rotorica d'asse diretto, che viene scelto in base alla potenza reattiva desiderata ai terminali dello statore, e a partire dall'errore di corrente produce il riferimento di tensione u_{dr}^{rif} a cui vengono sommati i contributi delle azioni di feedforward per ottenere infine il riferimento vero e proprio di tensione V_{dr}^{rif} .

I riferimenti di tensione V_{qr}^{rif} e V_{dr}^{rif} vengono anti trasformati in Park e vengono passati al modulatore che, a sua volta, li passerà al generatore.

3.6 Sintesi dei regolatori PI

3.6.1 Regolatore di velocità

Si indica con $G_v(s)$ il processo a cui il regolatore di velocità fa riferimento:

$$G_\Omega(s) = \frac{\Theta_m(s)}{T_{el}(s)} = \frac{n}{sJ} = \frac{2}{25,77 s}$$

Si utilizza un regolatore PI:

$$PI_\Omega(s) = \mu_v \frac{(1 + sT_{iv})}{s}$$

L'espressione della funzione di trasferimento d'anello è:

$$L_\Omega(s) = \mu_v \frac{(1 + sT_{iv}) n}{s J}$$

Si vuole imporre una banda dell'anello di velocità pari a:

$$f_{closed-loop} = 10 \text{ Hz}$$

$$\omega_{closed-loop} = 2\pi f_{closed-loop} \cong 62,8 \frac{rad}{s}$$

Si colloca lo zero del PI una decade prima della banda desiderata:

$$T_{iv} = \frac{1}{6,28 rad/s} = 0,1 s$$

ed infine si calcola μ_v :

$$\mu_v = \frac{2\pi f_{closed-loop} J}{nT_{iv}} = 8094$$

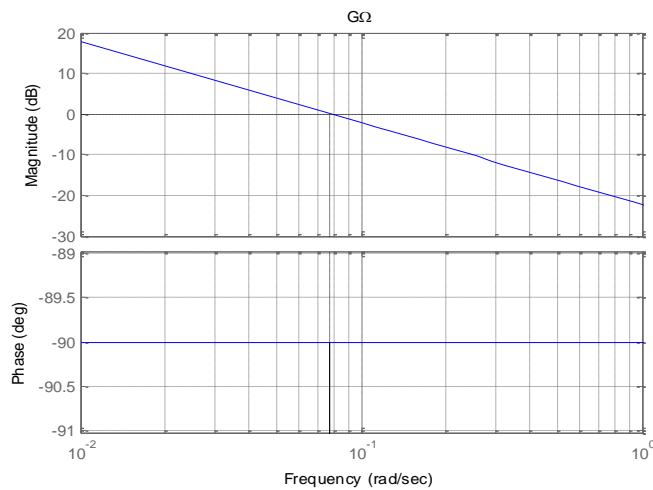


Figura 3.30– Diagramma di Bode di $G_{\Omega}(s)$

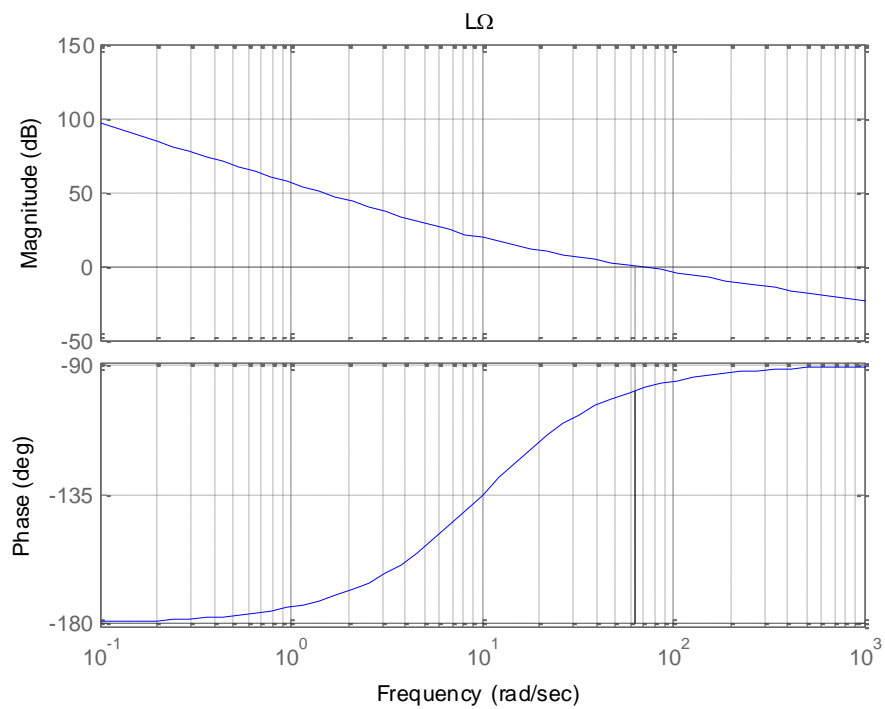


Figura 3.31– Diagramma di Bode di $L_{\Omega}(s)$

3.6.2 Regolatore di corrente

Si indica con $G_i(s)$ il processo a cui il regolatore di velocità fa riferimento:

$$G_i(s) = \frac{I_{dr}(s)}{V_{dr}(s)} = \frac{I_{qr}(s)}{V_{qr}(s)} = \frac{1}{(R_s + R_r) + sL_{kr}} = \frac{1}{0.000344 s + 0.00941}$$

Si utilizza un regolatore PI:

$$PI_i(s) = \mu \frac{(1 + sT_i)}{s}$$

L'espressione della funzione di trasferimento d'anello è:

$$L(s) = \frac{1}{(R_s + R_r) + sL_{kr}} \mu \frac{(1 + sT_i)}{s}$$

Si vuole imporre una banda dell'anello di velocità pari a:

$$f_{closed-loop} = 250 \text{ Hz}$$

$$\omega_{closed-loop} = 2\pi f_{closed-loop} \cong 1570 \text{ rad/s}$$

Si colloca lo zero del PI una decade prima di $\omega_{closed-loop}$:

$$T_i = \frac{1}{157 \text{ rad/s}} = 0.0064 \text{ s}$$

Infine si ricava:

$$\mu = \frac{\omega_{closed-loop} L_{kr}}{T_i} = 84.8864$$

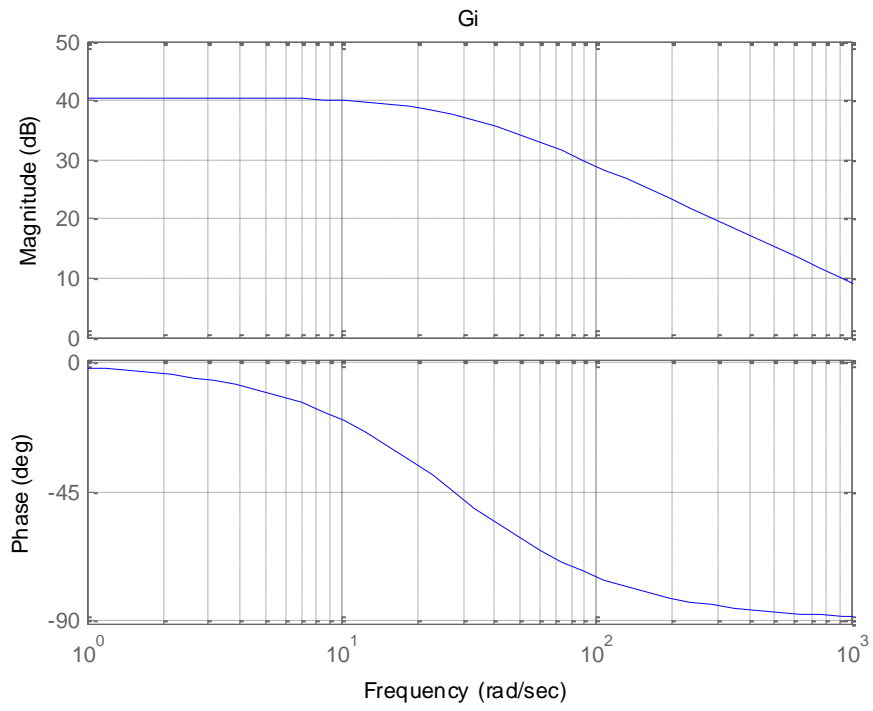


Figura 3.32– Diagramma di Bode di $G_i(s)$

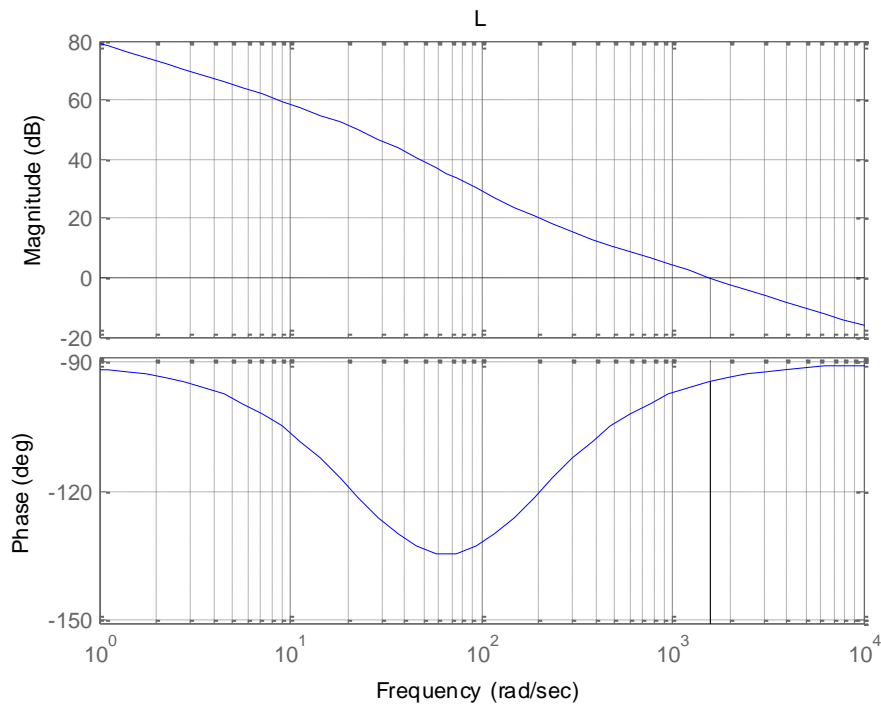


Figura 3.33– Diagramma di Bode di $L(s)$

3.7 Risultati simulazioni in condizioni nominali

Prima di riportare i risultati delle simulazioni si ricavano i valori che, a regime, ci si aspetta vengano calcolati dai regolatori, per verificare che i valori delle tensioni di regime trovati dai regolatori in simulazione coincidano con quelli che ci si aspetta svolgendo i calcoli dati dalle equazioni del modello.

Si dà come riferimento di corrente $i_{dr}^{rif} = 0$, come coppia meccanica $T_r = T_n = 4272 \text{ Nm}$ cioè la coppia nominale, e poi come riferimento di velocità quello nominale, cioè $\Omega = 198.967 \text{ rad/s}$.

Il riferimento di corrente $i_{qr}^{rif} = \frac{4272 \text{ Nm}}{4.4 \text{ Wb}} \cong 970 \text{ A}$; invece, poiché $i_{dr} = 0$, allora $i_{ds} = 142.55 \text{ A}$.

Si procede con la scrittura delle espressioni di V_{dr}^{rif} e V_{qr}^{rif} a regime:

$$\begin{aligned} V_{dr} &= R_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} \\ \omega_r &= \omega_s - n\Omega = -83,77 \text{ rad/s} \\ V_{qr} &= R_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} \end{aligned} \quad (3.7-1)$$

Si vede che mancano da calcolare ψ_{qr} e ψ_{dr} per trovare i riferimenti di tensione, quindi:

$$\begin{aligned} \psi_{dr} &= \psi_{ds} + L_{kr} i_{dr} = \psi_{ds} = 2,2 \text{ Wb} \\ \psi_{qr} &= L_{kr} i_{qr} = 0,33 \text{ Wb} \\ \Rightarrow V_{dr} &= 27,64 \text{ V e } V_{qr} = -179,084 \text{ V} \end{aligned} \quad (3.7-2)$$

Si riportano, a questo punto, i risultati delle simulazioni:

- A. Velocità meccanica del rotore
- B. Tensioni di riferimento V_{qr} e V_{dr} a regime
- C. Correnti i_{dr} e i_{qr}

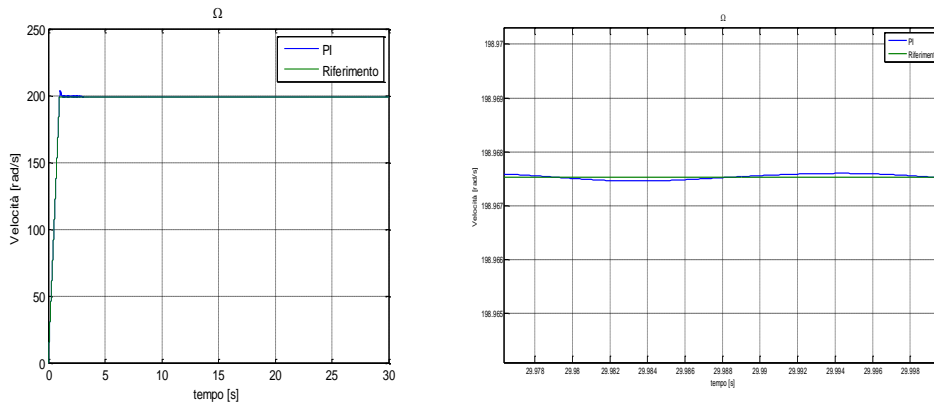


Figura 3.34: velocità meccanica del rotore

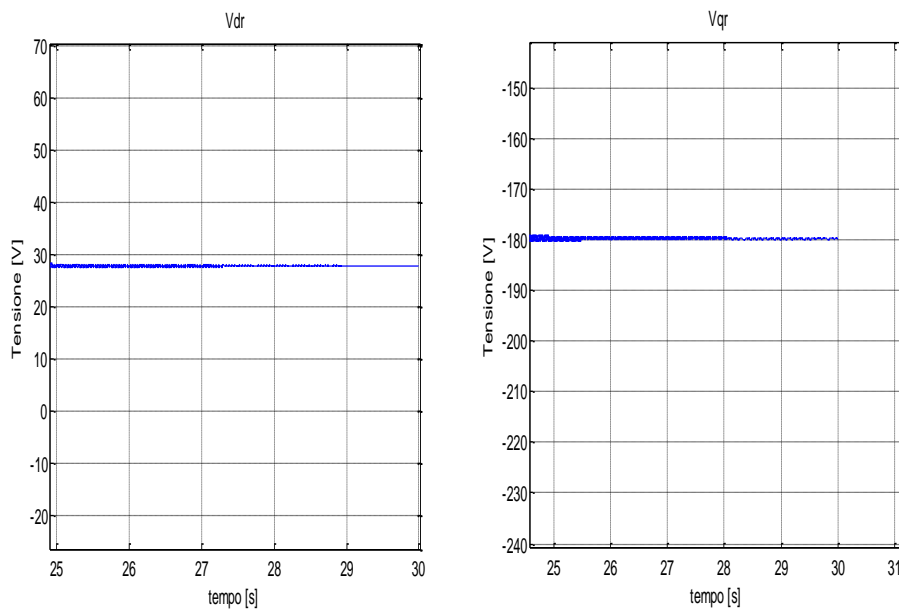


Figura 3.35: tensioni d'asse diretto e in quadratura a regime con controllo PI

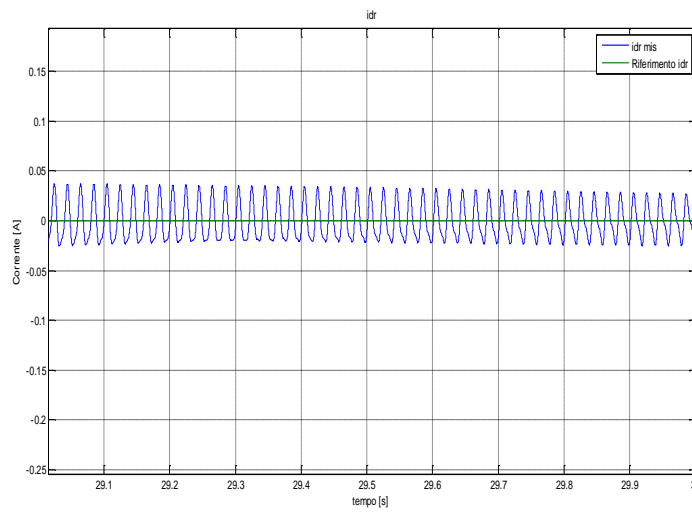


Figura 3.36: corrente d'asse diretto a regime con controllo PI

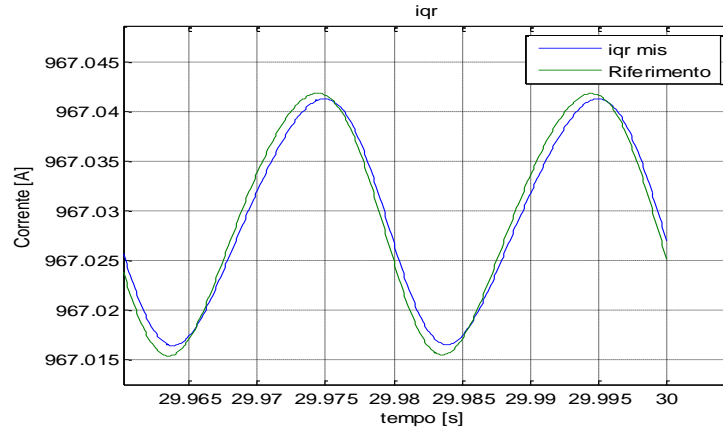


Figura 3.37: corrente d'asse in quadratura a regime con controllo PI

3.8 Il problema delle oscillazioni a 50 Hz

Per controllare la potenza reattiva ai terminali dello statore si agisce sul riferimento di corrente i_{dr} , tramite la formula che lega appunto la potenza reattiva alla componente d'asse diretto della corrente di rotore:

$$Q_s = \omega_s \psi_s i_{ds} = \omega_s \psi_s \left(\frac{\psi_s}{L_s} - i_{dr} \right) \quad (3.8-1)$$

È attraverso quel legame quindi che si riesce a controllare la potenza reattiva che viene richiesta dalla Rete.

Aumentando il riferimento di corrente i_{dr} però si è notato che ad un *certo punto* il sistema diventa instabile, come mostrano i seguenti grafici:

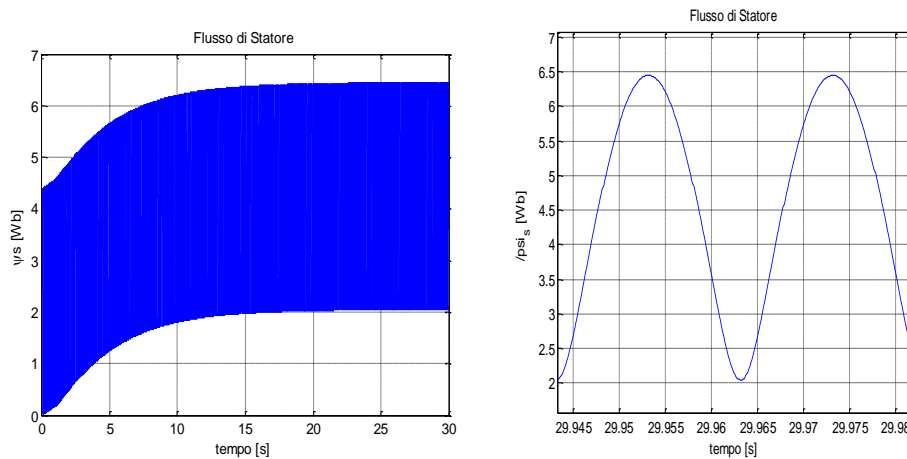


Figura 3.38: Flusso di statore con sistema instabile

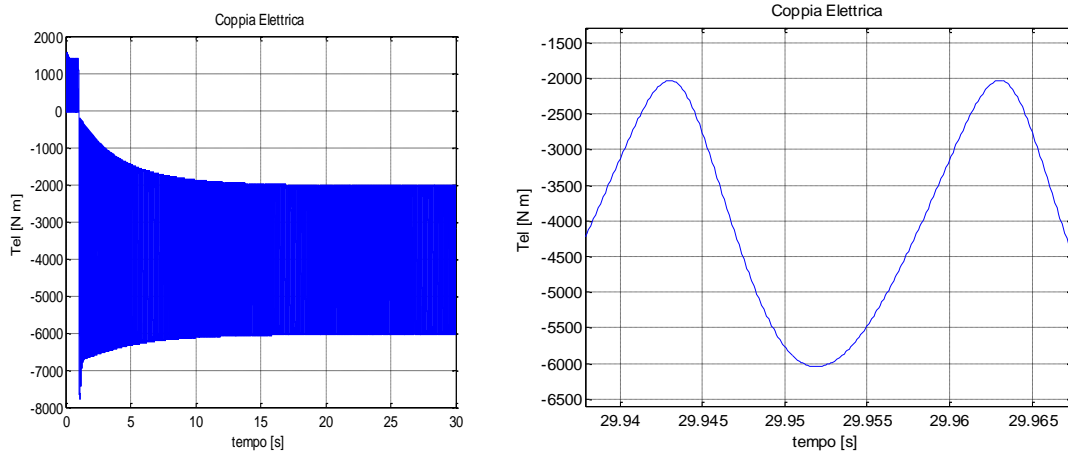


Figura 3.39: Coppia elettrica con sistema diventato instabile

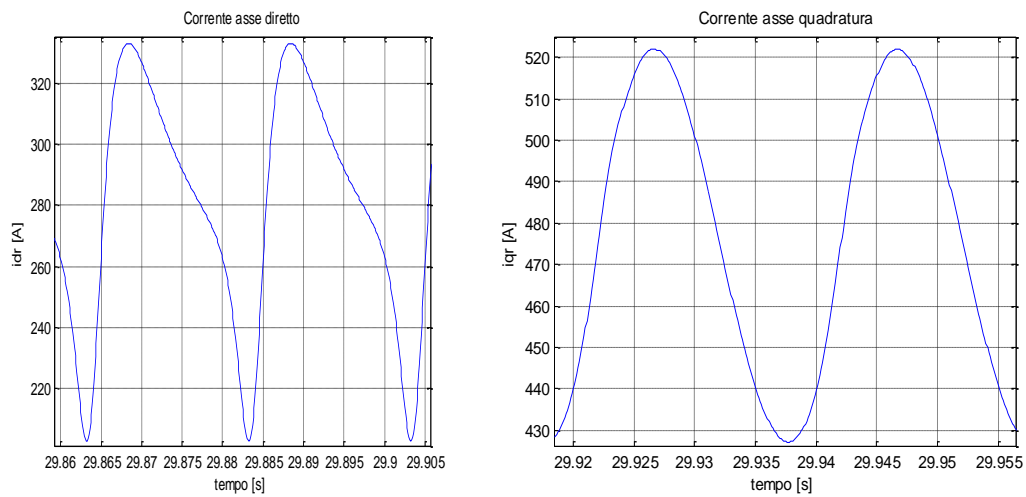


Figura 3.40: Correnti i_{dr} e i_{qr}

I grafici mostrano che all'aumentare del riferimento di corrente i_{dr} ad un certo punto tutte le grandezze d'interesse iniziano a presentare un'oscillazione non trascurabile a 50 Hz.

Per spiegare cosa succede nel sistema è necessaria una analisi di stabilità del sistema di controllo, che verrà illustrata dettagliatamente nel prossimo capitolo.

4 Analisi Stabilità del DFIG equipaggiato con FOC-PI

4.1 Equazioni del Modello non lineare

In questo capitolo viene proposto uno studio analitico della stabilità della macchina a induzione con doppia alimentazione a partire dalle equazioni del modello, per capire quali sono i problemi di instabilità che affliggono il sistema. Verrà dimostrato che la dinamica del DFIG presenta due autovalori poco smorzati con una corrispondente frequenza naturale circa uguale alla frequenza di rete (50 Hz) e verrà calcolato il valore di corrente di rotore d'asse diretto che rende il sistema instabile.

Si parte dalle equazioni delle tensioni di statore e rotore nella rappresentazione Γ del DFIG, rispetto a un sistema di riferimento su assi sincroni e si assume che la dinamica delle correnti sia molto più veloce di quella del flusso di statore; pertanto è lecito trascurare la dinamica delle correnti nell'analisi di stabilità:

Le equazioni delle tensioni di statore e rotore sono:

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + \frac{d\bar{\psi}_s}{dt} + j\omega_s \bar{\psi}_s \quad (4.1-1)$$

$$\bar{v}_r' = R_r \bar{i}_r' + \frac{d\bar{\psi}_r'}{dt} + j\omega_r \bar{\psi}_r' \quad (4.1-2)$$

In cui si noti che: $\omega_s = \dot{\vartheta}_s$ e $\omega_r = \dot{\vartheta}_r$.

Si ricorda il legame tra flussi e correnti:

$$\bar{\psi}_s = L_s(\bar{i}_s + \bar{i}_r') \quad (4.1-3)$$

$$\bar{\psi}_r' = L_s \bar{i}_s + (L_{kr} + L_s) \bar{i}_r' = L_{kr} \bar{i}_r' + \bar{\psi}_s \quad (4.1-4)$$

Eliminando la corrente di statore dalla equazione (4.1-1), si ottiene:

$$\bar{v}_s = -R_s \bar{i}_r' + \frac{d\bar{\psi}_s}{dt} + \left(\frac{R_s}{L_s} + j\omega_s \right) \bar{\psi}_s \quad (4.1-5)$$

Si vuole ora fare un'osservazione sul sistema di riferimento adottato: il flusso di statore è stato proiettato interamente sull'asse diretto, rotante alla velocità di sincronismo della macchina; si noti che se la resistenza di statore fosse nulla, in tale sistema di riferimento la componente in quadratura della tensione di statore sarebbe orientata a 90 gradi esatti col flusso di statore, in quanto risulterebbe:

$$V_{ds} = R_s i_{ds} = 0 \quad (4.1-6)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_s = \omega_s \psi_s \quad (4.1-7)$$

Nel caso in cui la resistenza statorica fosse nulla, l'angolo di V_s varrebbe $\vartheta_{V_s} = \text{atan}\left(\frac{V_{qs}}{V_{ds}}\right) = \frac{\pi}{2}$. Cioè la tensione di statore sarebbe in perfetta quadratura col flusso di statore, come mostrato in Figura 4.1e il sistema di riferimento adottato, oltre che col flusso di statore sarebbe allineato anche con la tensione di statore.

Guardando sempre la Figura 4.1 si definisca l'angolo di rete come: $\vartheta_{grid} = \vartheta_{V_s} + \vartheta_s$

Rispetto a un sistema di riferimento stazionario il cui asse reale è allineato con l'asse magnetico della fase a di statore (come in Figura 4.1), la tensione di statore si può esprimere come:

$$\overline{v_s^s} = V_s e^{j(\vartheta_s + \vartheta_{V_s})} = jV_s e^{j(\vartheta_s)} \quad (\text{se } R_s=0) \quad (4.1-8)$$

E

$$\overline{v_s^s} = V_s e^{j(\vartheta_s + \vartheta_{V_s})} = V_s e^{j(\vartheta_{grid})} \quad (\text{se } R_s \neq 0) \quad (4.1-9)$$

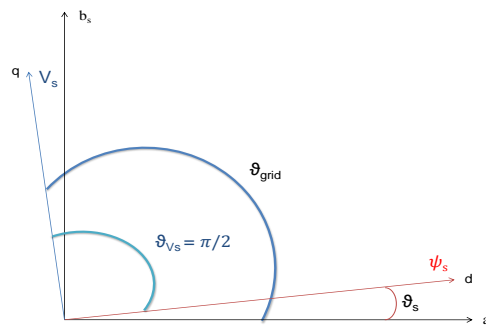


Figura 4.1: Diagramma dei Fasori Tensione e Corrente di Statore

Esprimendo la tensione di statore rispetto alle coordinate fisse di statore, come mostrato in

Figura 4.2, essa vale:

$$\overline{v_s} = V_s e^{j(\vartheta_{grid})} \quad (4.1-10)$$

E rispetto alle coordinate sincrone invece:

$$\overline{v_s} = V_s e^{j(\vartheta_{grid} - \vartheta_s)} = jV_s e^{j(\vartheta_{grid} - \vartheta_s)} \quad (4.1-11)$$

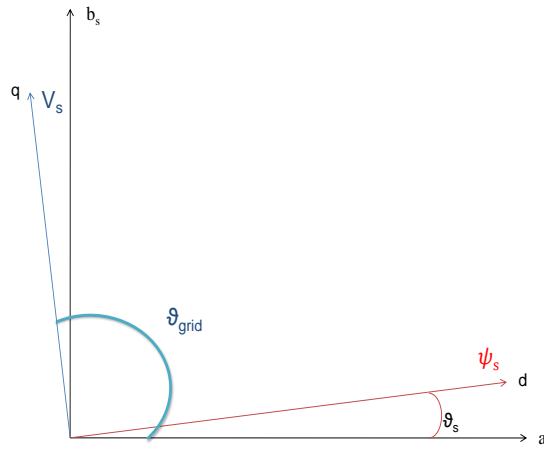


Figura 4.2: Tensione di Statore espressa rispetto alle coordinate fisse di Statore

Dove ϑ_s è l'angolo che corrisponde alla velocità di sincronismo ω_s .

Dividendo l'equazione (4.1-12) in parte reale ed immaginaria e ricordandosi che il flusso di statore si trova sull'asse diretto:

$$v_{ds} = -R_s i_{dr} + p\psi_s + \frac{R_s}{L_s} \psi_s \quad (4.1-13)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qr} + \omega_s \psi_s \quad (4.1-14)$$

Poiché $v_{ds} = -V_s \sin(\vartheta_{grid} - \vartheta_s)$ e $v_{qs} = V_s \cos(\vartheta_{grid} - \vartheta_s)$, manipolando le equazioni (4.1-15) e (4.1-16), si ottiene il seguente sistema:

$$\frac{d\psi_s}{dt} = -V_s \sin(\vartheta_{grid} - \vartheta_s) + R_s i_{dr} - \frac{R_s}{L_s} \psi_s \quad (4.1-17)$$

$$\frac{d\vartheta_s}{dt} = \omega_s = \frac{V_s \cos(\vartheta_{grid} - \vartheta_s) + R_s i_{qr}}{\psi_s} \quad (4.1-18)$$

Effettuando la sostituzione $\Delta\vartheta = (\vartheta_{grid} - \vartheta_s)$, si ottiene infine il seguente sistema non lineare:

$$\begin{cases} \frac{d\psi_s}{dt} = -V_s \sin(\Delta\vartheta) + R_s i_{dr} - \frac{R_s}{L_s} \psi_s \\ \frac{d\Delta\vartheta}{dt} = \omega_{grid} - \frac{V_s \cos(\Delta\vartheta) + R_s i_{qr}}{\psi_s} \end{cases} \quad (4.1-19)$$

dove ω_{grid} è la frequenza applicata della tensione di statore.

Osserviamo che le variabili di stato x e gli ingressi u , sono rispettivamente:

$$x = [\psi_s \ \Delta\vartheta]', \quad u = \begin{bmatrix} V_s \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (4.1-20)$$

Attraverso un *tool* di *Matlab* denominato “*pplane*” sono stati studiati i punti di equilibrio del sistema non lineare: delle due soluzioni trovate, una risulta non accettabile in quanto corrispondente ad un flusso di statore negativo; l’altra soluzione invece è risultata accettabile, come mostrato in Figura 4.3

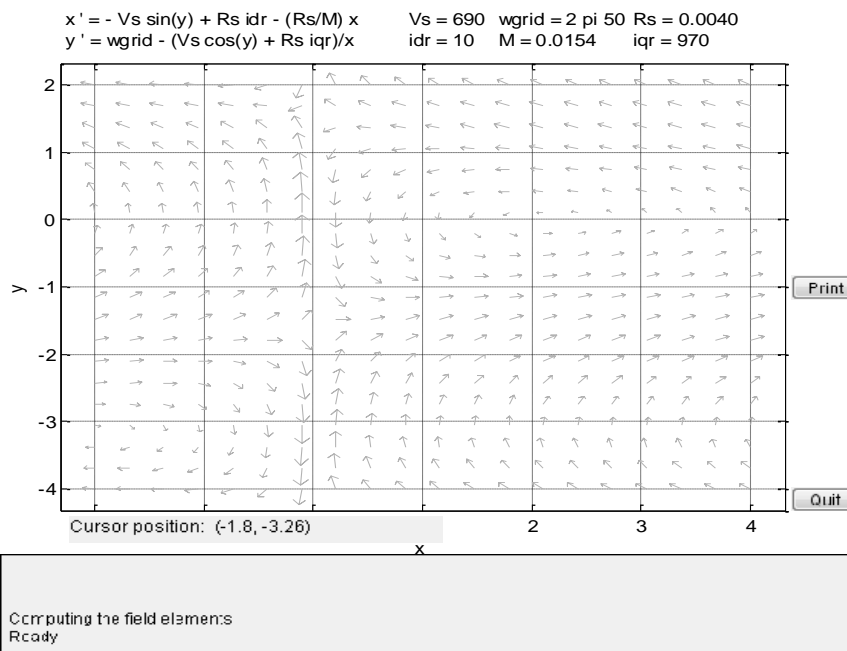


Figura 4.3: Ritratto di fase della dinamica del Flusso di Statore

È stato utilizzato il seguente ingresso $\bar{u} = \begin{bmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{i}_{dr} \\ \bar{i}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 690 \text{ V} \\ 10 \text{ A} \\ 970 \text{ A} \end{bmatrix}$

4.2 Modello Lineare Tangente

A questo punto si vuole determinare il modello lineare tangente nel punto di equilibrio (\bar{x}, \bar{u}) ; si procede quindi sviluppando in serie di Taylor con arresto al secondo ordine il modello non lineare (4.2-1), trascurando tutti i termini che risultano moltiplicati per R_s^2 :

$$\begin{cases} \frac{d\psi_s}{dt} = -V_s(\Delta\vartheta) + R_s i_{dr} - \frac{R_s \psi_s}{L_s} \\ \frac{d\Delta\vartheta}{dt} = \omega_{grid} - \frac{1}{\psi_s} \left(V_s \left(1 - \frac{\Delta\vartheta^2}{2} \right) + R_s i_{qr} \right) \end{cases} \quad (4.2-2)$$

Si determina il seguente stato d'equilibrio:

$$\begin{aligned} \bar{\Delta\vartheta} &= -\frac{R_s}{L_s} \left(\frac{V_s + R_s i_{qr} - L_s \omega_{grid} i_{dr}}{V_s \omega_{grid}} \right) \\ \bar{\psi}_s &= \frac{V_s + R_s i_{qr}}{\omega_{grid}} \end{aligned}$$

Il modello lineare tangente nel punto d'equilibrio (\bar{x}, \bar{u}) è:

$$\delta\dot{\psi}_s = -\frac{R_s}{L_m} \delta\psi_s - \bar{V}_s \delta(\Delta\theta) + R_s \delta i_{dr} - \bar{\Delta\theta} \delta V_s \quad (4.2-3)$$

$$\begin{aligned} \delta(\Delta\theta) &= \left[\bar{V}_s \left(1 - \frac{\bar{\Delta\theta}^2}{2} \right) + R_s \bar{i}_{qr} \right] \frac{1}{\bar{\psi}_s^2} \delta\psi_s + \frac{\bar{V}_s \bar{\Delta\theta}}{\bar{\psi}_s} \delta(\Delta\theta) - \frac{(1 - \frac{\bar{\Delta\theta}^2}{2}) \delta V_s}{\bar{\psi}_s} \\ &\quad - \frac{R_s}{\bar{\psi}_s} \delta i_{qr} \end{aligned} \quad (4.2-4)$$

Se si riscrive il modello nella forma matriciale $\dot{x} = Ax + Bu$ ($y = x$), le matrici A e B che si ottengono sono:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & -\bar{V}_s \\ \frac{\bar{V}_s \left(1 - \frac{\Delta\theta^2}{2}\right) + R_s \bar{i}_{qr}}{\bar{\psi}_s^2} & \frac{\bar{V}_s \Delta\theta}{\bar{\psi}_s} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} -\frac{\Delta\theta}{\bar{\psi}_s} & R_s & 0 \\ -\left(1 - \frac{\Delta\theta^2}{2}\right) & 0 & -\frac{R_s}{\bar{\psi}_s} \end{bmatrix}$$

Si ricava quindi il polinomio caratteristico del sistema:

$$\begin{aligned} \varphi(s) &= \det(sI - A) = \\ &= \det \begin{pmatrix} s + \frac{R_s}{L_s} & \bar{V}_s \\ -\frac{\bar{V}_s \left(1 - \frac{\Delta\theta^2}{2}\right) + R_s \bar{i}_{qr}}{\bar{\psi}_s^2} & s - \frac{\bar{V}_s \Delta\theta}{\bar{\psi}_s} \end{pmatrix} = \quad (4.2-5) \\ &= s^2 + \frac{R_s}{L_s} \left(2 - \frac{\omega_{grid} \bar{i}_{dr} L_s}{\bar{V}_s}\right) s + \left(1 - \frac{R_s \bar{i}_{qr}}{\bar{V}_s}\right) \omega_{grid}^2 \end{aligned}$$

Dal polinomio caratteristico si ricava che sono presenti due poli complessi coniugati poco smorzati, con frequenza naturale circa uguale alla frequenza di rete ω_{grid} .

Affinché il sistema sia stabile è necessario rispettare il seguente vincolo sul riferimento di corrente d'asse diretto di rotore, ottenuto annullando il termine da cui dipende lo smorzamento:

$$i_{dr}^{rif} < \frac{2V_s}{\omega_{grid} L_s} = 284.63 \text{ A} = i_{dr}^{critica} \quad (4.2-6)$$

4.3 Analisi di Sensitività Rispetto al Punto di Equilibrio

Si procede analizzando il sistema linearizzato in punti di equilibrio differenti i_{dr} e i_{qr} . Per la sensitività rispetto a i_{dr} si prende il punto di equilibrio (\bar{x}, \bar{u}) , nel quale vengono fissati $V_s = 690 \text{ V}$ e $i_{qr} = 970 \text{ A}$ poi si fa variare i_{dr} per esempio da 0 a 300 A e si calcolano tutti i punti di equilibrio corrispondenti a quei valori di corrente. Poi si è

calcolato, per ciascuno di questi punti, il modello lineare tangente ed infine sono stati disegnati i grafici delle funzioni di trasferimento:

- ✓ Da V_s a ψ_s
- ✓ Da i_{dr} a ψ_s
- ✓ Da i_{qr} a ψ_s

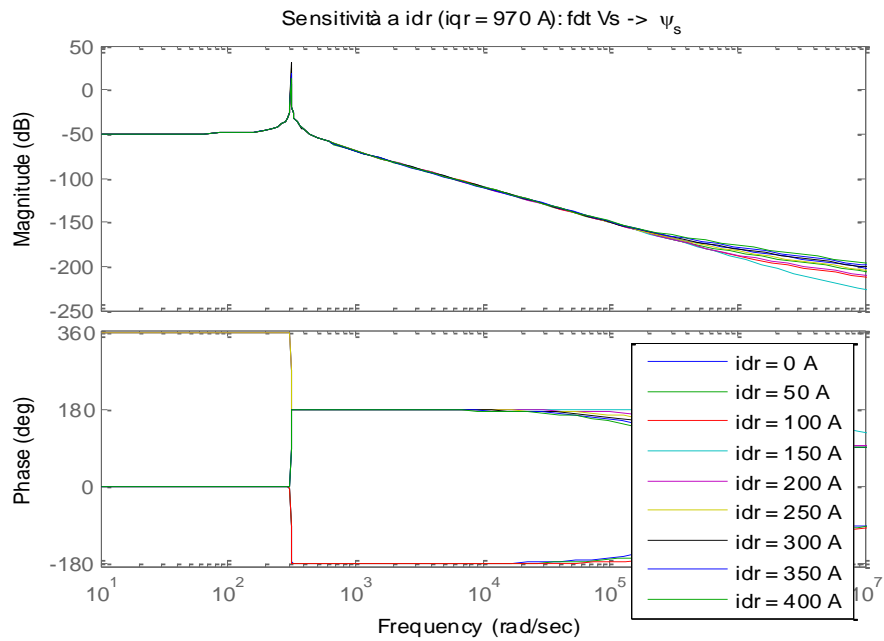


Figura 4.4: Sensibilità a i_{dr} : fdt da V_s a ψ_s

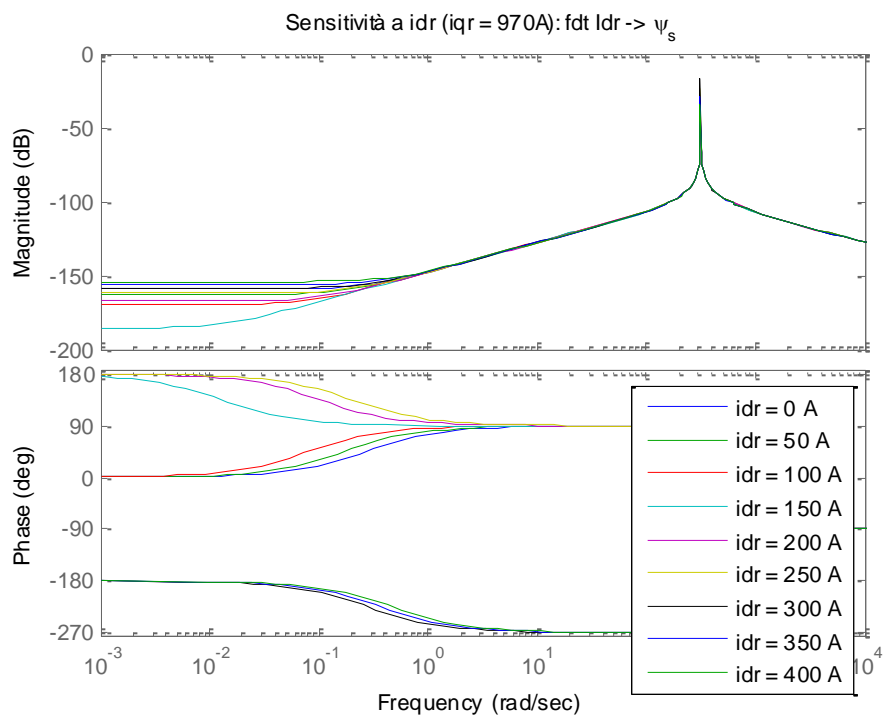


Figura 4.5: Sensitività a i_{dr} : i_{dr} a ψ_s

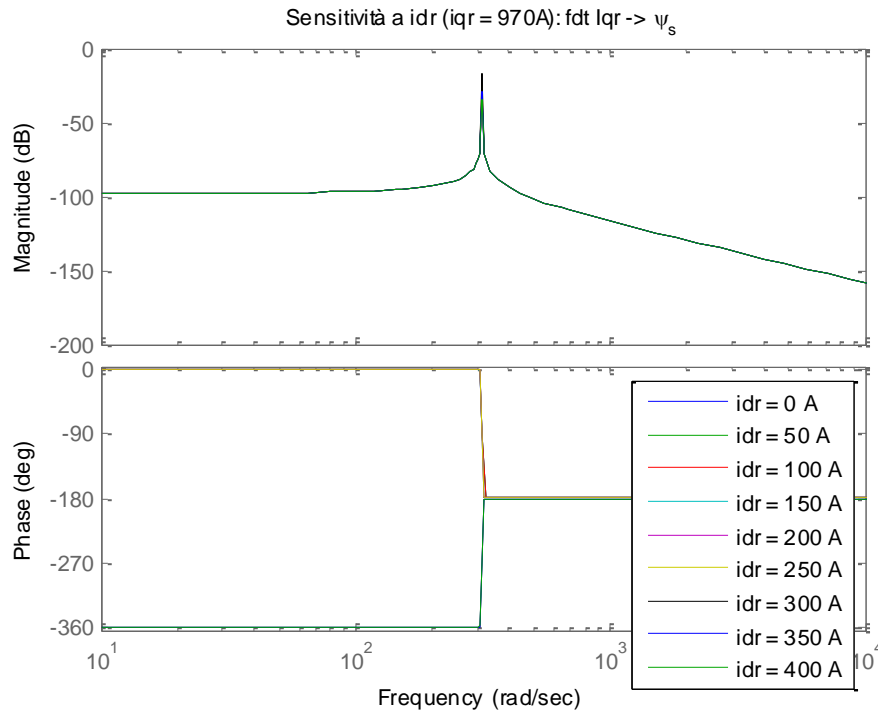


Figura 4.6: Sensitività a i_{dr} : Fdt da i_{qr} a ψ_s

Da questi grafici si vede che è sempre presente un picco di risonanza alla frequenza di rete, il cui smorzamento è *basso* già a partire da valori *bassi* della corrente i_{dr} , ma che comunque diminuisce sempre di più.

Inoltre si riporta la mappa degli zeri e dei poli della Fdt da i_{dr} a ψ_s : il sistema diventa instabile quando la corrente rotorica raggiunge il valore *critico* e inoltre lo zero del sistema diventa a *fase non minima*.

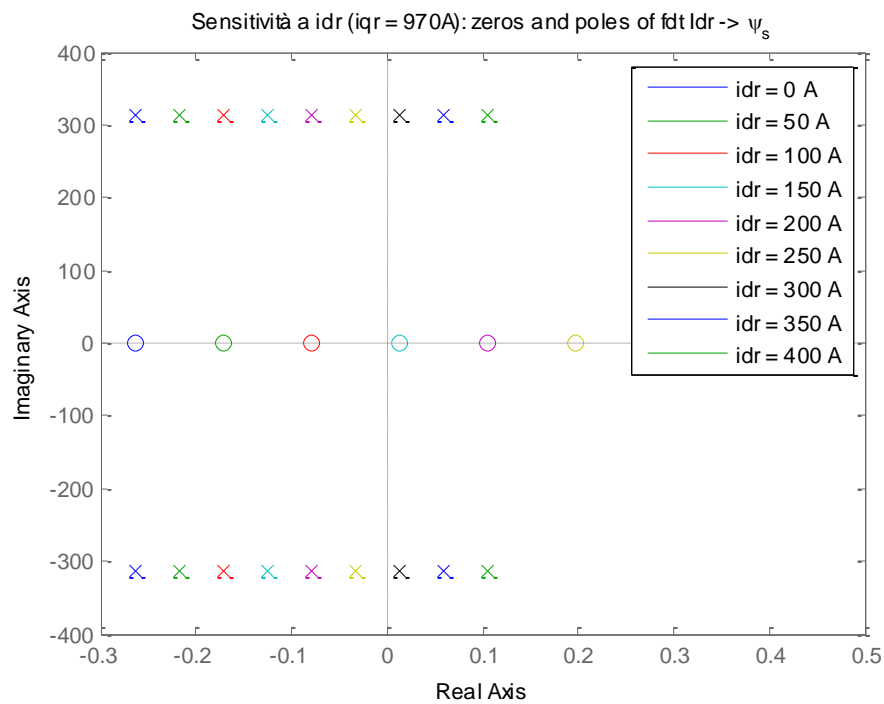


Figura 4.7: Mappa dei poli e degli zeri della Fdt da i_{dr} a ψ_s

Per la sensitività rispetto a i_{qr} si procede in maniera analoga e si riportano i grafici ottenuti:

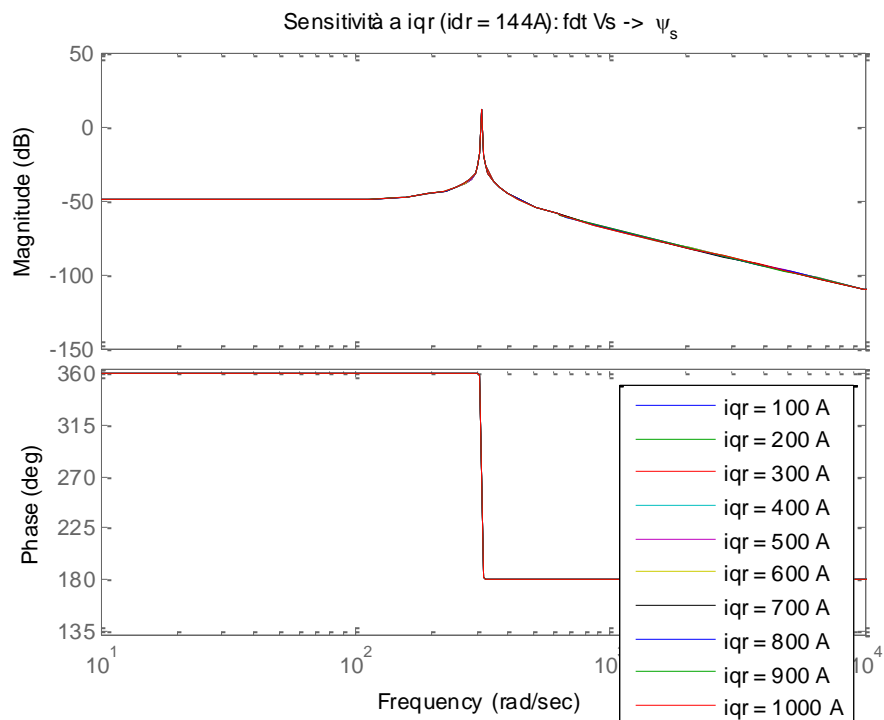


Figura 4.8: Sensitività a i_{qr} : fdt da V_s a ψ_s

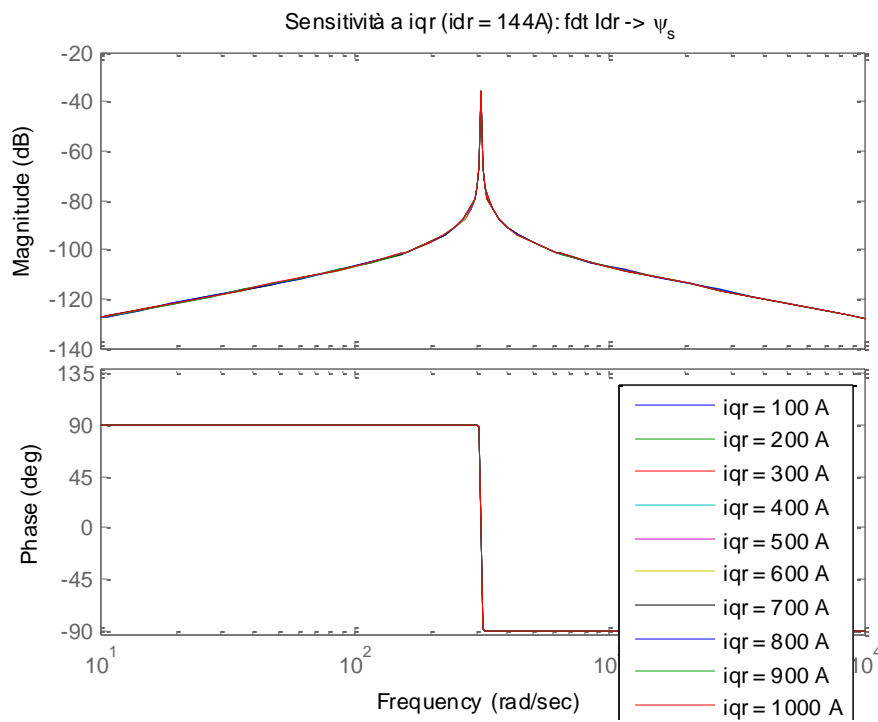


Figura 4.9: Sensitività a iqr: Fdt da i_{dr} a ψ_s

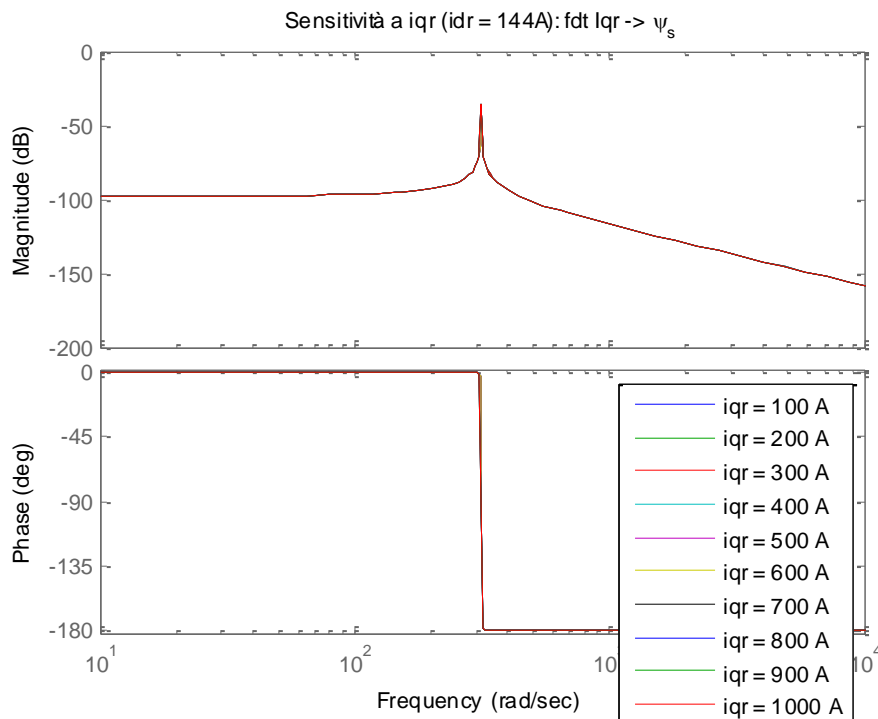
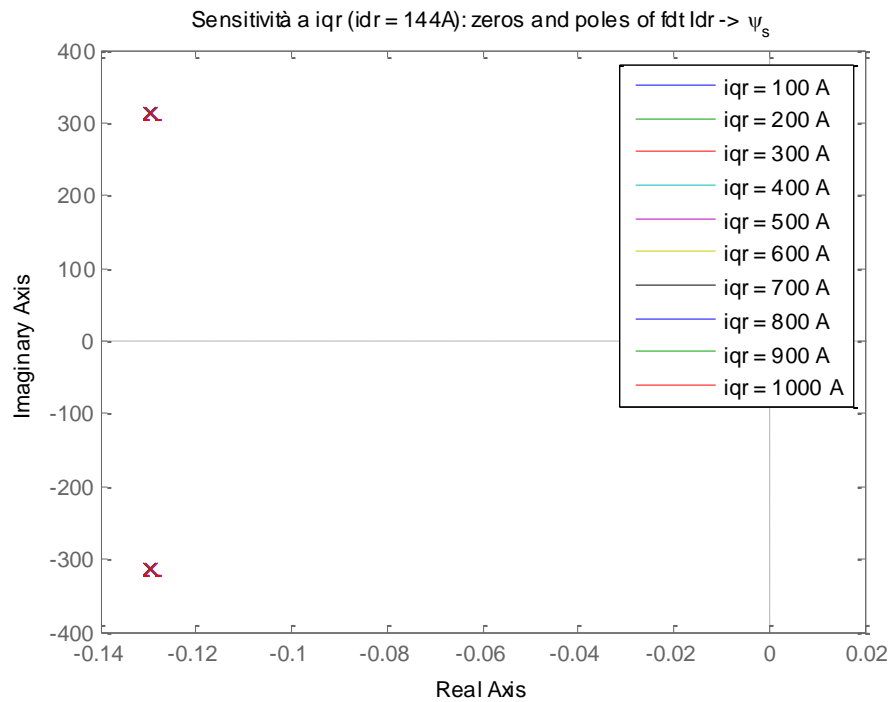


Figura 4.10: Sensitiv a a iqr: Fdt da i_{qr} a ψ_s

Ed infine si riporta la mappa dei poli e degli zeri della Fdt da i_{dr} a ψ_s al variare di i_{qr} :


 Figura 4.11: mappa dei poli e degli zeri della Fdt da i_{dr} a ψ_s

4.4 Limite di stabilità legato a i_{dr} per la potenza reattiva

La potenza reattiva che dev'essere fornita alla Rete si controlla mediante la componente d'asse diretto della corrente rotorica, che, come dimostrato nei paragrafi precedenti, una volta raggiunto il valore critico, porta il sistema di controllo in una situazione di instabilità.

A questo punto ci si chiede se esista un limite anche per la potenza reattiva che può essere richiesta dalla Rete, essendo legata alla corrente rotorica d'asse diretto mediante la formula:

$$Q_s = \omega_s \psi_s \left(\frac{\psi_s}{L_m} - i_{dr} \right) \quad (4.4-1)$$

Si supponga di voler imporre un valore specifico di potenza reattiva, che si chiama Q_s^* :

$$Q_s = \omega_s \psi_s \left(\frac{\psi_s}{L_m} - i_{dr} \right) = Q_s^* \quad (4.4-2)$$

Allora il riferimento di corrente che dobbiamo dare per ottenere una potenza reattiva pari a Q_s^* è:

$$i_{dr}^{rif} = \left(Q_s^* - \frac{\omega_s \psi_s^2}{L_m} \right) \frac{L_m}{\omega_s \psi_s} \quad (4.4-3)$$

Ad esempio se si vuole imporre una potenza reattiva $Q_s^* = 0$, il riferimento di corrente rotorica d'asse diretto da dare è:

$$i_{dr}^{rif} = \frac{\psi_s}{L_s} = 142,55 \text{ A} \quad (4.4-4)$$

Ma visto il limite di stabilità legato a i_{dr} si vuole ora inserire dentro l'espressione della potenza reattiva proprio il valore di i_{dr} critico trovato nel paragrafo precedente e determinare in questo modo il valore di potenza reattiva *critico*:

$$Q_s^{critica} = \omega_s \psi_s \left(\frac{\psi_s}{L_m} - i_{dr}^{critica} \right) = -44 \text{ kVAR} \quad (4.4-5)$$

$$\cos(\phi) = 0,9987$$

In conclusione è possibile imporre al sistema un qualunque valore di potenza reattiva purchè sia rispettato il vincolo di stabilità legato a i_{dr} , cioè $i_{dr} < i_{dr}^{critica}$; si noti che sono validi anche valori di i_{dr} *negativi*, in quanto non ledono la stabilità del sistema, come dimostrato.

Quindi significa che il sistema non ha problemi di stabilità quando si tratta di assorbire potenza reattiva, ma se si richiede dalla Rete di produrre potenza reattiva, sorgono problemi.

I possibili rimedi per aumentare la potenza reattiva sono:

- ✓ Riprogettare il Generatore, con l'obiettivo di modificare i parametri che vanno ad influenzare direttamente il valore della potenza reattiva critica , ad esempio diminuendo l'induttanza di magnetizzazione
- ✓ Utilizzare un banco di condensatori di rifasamento, esterno al sistema
- ✓ Provare a sviluppare una tecnica di controllo ad assegnamento degli autovalori

5 Risposta al Low Voltage Ride Through del DFIG equipaggiato con controllo FOC-PI

5.1 Introduzione all'analisi

Le turbine eoliche che usano DFIG sono molto sensibili ai disturbi di rete, specialmente alle cadute di tensione.

Una brusca caduta di tensione provoca sovratensioni e sovracorrenti negli avvolgimenti di rotore che potrebbero, in assenza di protezioni adeguate, persino distruggere il convertitore.

Lo scopo di questo capitolo è quello di studiare analiticamente la risposta del DFIG, equipaggiato con controllo FOC-PI, ai disturbi di rete, in particolare agli abbassamenti repentini di tensione, al fine di comprendere quali siano le cause dei problemi che insidiano questi sistemi.

Il punto di partenza dell'analisi è costituito dalle equazioni che descrivono il modello di Park del Generatore, su un sistema di riferimento fisso e solidale con lo statore.

$$\bar{V}_s = R_s \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s \quad (5.1-1)$$

$$\bar{V}_r = R_r \bar{i}_r + p\bar{\psi}_r - j\omega_m \bar{\psi}_r \quad (5.1-2)$$

Dove si ricorda che:

- ✓ \bar{V}_s è imposta dalla rete
- ✓ \bar{V}_r è controllata dall'inverter ed è utilizzata per realizzare il controllo della velocità della macchina.

Le espressioni che descrivono i flussi di statore e di rotore sono:

$$\bar{\psi}_s = L_s \bar{i}_s + M \bar{i}_r \quad (5.1-3)$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + M \bar{i}_s \quad (5.1-4)$$

Circuito elettrico riferito alle equazioni (5.1-1), (5.1-2), (5.1-3) e (5.1-4) è rappresentato in Figura 5.1

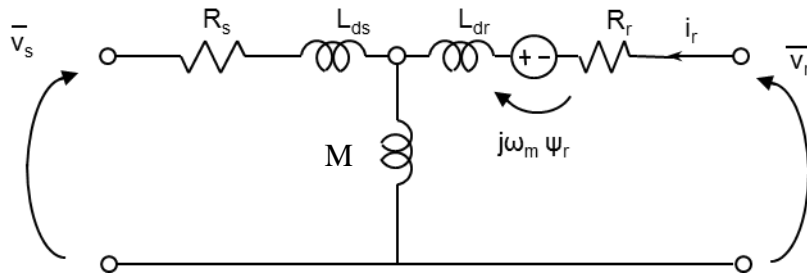


Figura 5.1: Circuito elettrico del DFIG

Dalla espressione del flusso di statore (5.1-3) si ricavi \bar{i}_s :

$$\bar{i}_s = \frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} \bar{i}_r \quad (5.1-5)$$

e la si sostituisca nella (5.1-6):

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r + M \underbrace{\left(\frac{\bar{\psi}_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} \bar{i}_r \right)}_{\bar{i}_s} \quad (5.1-7)$$

Ora si riscriva il flusso di rotore in modo da mettere in evidenza l'induttanza transitoria rotorica:

$$\bar{\psi}_r = \frac{M}{L_s} \bar{\psi}_s + \underbrace{\left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right)}_{L_{kr}} \bar{i}_r \quad (5.1-8)$$

Pertanto il flusso di rotore viene espresso nel modo seguente:

$$\bar{\psi}_r = \frac{M}{L_s} \bar{\psi}_s + L_{kr} \bar{i}_r \quad (5.1-9)$$

Mettendo insieme la (5.1-2) e la (5.1-9) si ottiene un'espressione della tensione rotorica che tiene separati due contributi: quello dovuto al flusso di statore e quello dovuto alla corrente di rotore:

$$\bar{v}_r = \underbrace{\frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \bar{\psi}_s}_{\bar{v}_{r0}} + \underbrace{\left(R_r + L_{kr} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \right) \bar{i}_r}_{\bar{v}_r(i_r)} \quad (5.1-10)$$

Quindi la tensione di rotore risulta:

$$\bar{v}_r = \bar{v}_{r0} + \bar{v}_r(i_r) \quad (5.1-11)$$

dove

$$\overline{v_{r0}} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \overline{\psi_s} \quad (5.1-12)$$

e

$$\overline{v_r(i_r)} = \left(R_r + L_{kr} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \right) \overline{i_r} \quad (5.1-13)$$

Adesso si vuole determinare un'espressione della tensione rotorica in funzione, non più del flusso di statore, ma della tensione di statore durante il funzionamento *normale* del sistema, in modo da capire quale relazione intercorre tra l'ampiezza della tensione di rotore, cioè quella data dall'inverter, e quella di statore; per funzionamento *normale* si intende che il sistema si trova in condizioni di assenza di guasto nella rete.

Innanzitutto la tensione di rete è un fasore di ampiezza costante che, a regime, ruota alla velocità di sincronismo:

$$\overline{v_s} = V_s e^{j\omega_s t} \quad (5.1-14)$$

Se si trascura la resistenza di statore allora la tensione di rete diventa uguale alla derivata del flusso di statore o, equivalentemente, il flusso di statore può essere visto come l'integrale della tensione di rete, ma questo significa che il flusso di statore è *imposto* dalla rete, pertanto rappresenta la risposta *forzata* del sistema:

$$\text{Se } R_s = 0 \rightarrow p\overline{\psi_s} = \overline{V_s} = V_s e^{j\omega_s t} \Rightarrow \frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} = \overline{\psi_s} e^{j\omega_s t}$$

In definitiva il flusso di statore risulta:

$$\overline{\psi_s} = \frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (5.1-15)$$

Sostituendo la (5.1-15) nella equazione della $\overline{v_{r0}}$ (5.1-12) si ottiene la tensione di rotore, quando $i_r = 0$, dovuta al flusso di statore;

Facendo i passaggi:

$$\overline{v_{r0}} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \overline{\psi_s} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}$$

Quindi:

$$\overline{v_{r0}} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{j\omega_s - j\omega_m}{j\omega_s} \right) V_s e^{j\omega_s t} = \frac{M}{L_s} s V_s e^{j\omega_s t} \quad (5.1-16)$$

Poiché $\overline{v_r} = \overline{v_{r0}} + \overline{v_r(i_r)}$, allora l'espressione definitiva che esprime la tensione di rotore in funzione di $\overline{V_s}$ durante il funzionamento normale del sistema è data da:

$$\overline{v_r} = \frac{M}{L_s} s V_s e^{j\omega_s t} + \left(R_r + L_{kr} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \right) \overline{i_r} \quad (5.1-17)$$

Giacché la resistenza e l'induttanza transitoria rotorica sono termini sufficientemente piccoli, non si commette un grave errore se si afferma che la tensione di rotore è pari a:

$$\overline{v_r} = \frac{M}{L_s} s V_s e^{j\omega_s t} \quad (5.1-18)$$

Se si considera che lo scorrimento per questo tipo di macchina vale $\pm 30\%$, significa che l'ampiezza della tensione di rotore è una *piccola* percentuale di quella di statore; quanto vale invece durante il guasto verrà mostrato nel prossimo paragrafo.

5.2 Comportamento del sistema nel caso di una caduta di tensione

Il generatore opera in funzionamento normale quando, nell'istante $t = t_0$, compare un guasto nella rete causato, per esempio, da un corto circuito nelle tre fasi (nel caso peggiore).

La tensione di statore dopo il guasto, cioè per $t \geq t_0$, vale :

$$\overline{V_s}(t \geq t_0) = 0 \quad (5.2-1)$$

Quindi anche il flusso di statore dopo la caduta di tensione dovrà annullarsi, ma poiché è una variabile di stato del sistema, non potrà farlo *istantaneamente*:

L'evoluzione del flusso di statore dal suo valore iniziale a zero implica anche un'evoluzione transitoria del termine v_{r0} della tensione di rotore.

Come primo passo consideriamo la situazione in cui il rotore sia un circuito aperto, poi includiamo nell'analisi l'influenza della corrente rotorica.

5.2.1 Risposta al LVRT con $i_r=0$

Si riscrivono l'equazione della tensione di statore e l'espressione del flusso di statore:

$$\begin{aligned}\bar{V}_s &= R_s \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s \\ \bar{\psi}_s &= L_s \bar{i}_s\end{aligned}$$

Sostituendo l'espressione della corrente di statore nell'equazione della tensione di statore si ottiene:

$$\bar{V}_s = \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_s + p\bar{\psi}_s \quad (5.2-2)$$

Quindi otteniamo la seguente equazione differenziale del primo ordine non omogenea a coefficienti costanti:

$$\frac{d\bar{\psi}_s}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_s + \bar{V}_s \quad (5.2-3)$$

La soluzione della equazione differenziale (5.2-3) può essere divisa in due parti:

- La prima parte corrisponde al flusso “forzato” o al flusso di “regime”, è proporzionale a V_s e quindi vale zero.
 - La seconda parte non dipende dalla tensione di alimentazione ma solo dallo stato magnetico della macchina: costituisce l'evoluzione *libera* del flusso di statore.
- Conclusione: il flusso di statore coincide con il flusso *libero* durante una caduta di tensione.

L'evoluzione del flusso di statore dopo l'istante del guasto vale:

$$\bar{\psi}_s(t \geq t_0) = \bar{\psi}_{s,libero} = \underbrace{\frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t_0}}_{\bar{\psi}_o} e^{-tR_s/L_s} = \bar{\psi}_o e^{-t/\tau_s} \quad (5.2-4)$$

- ✓ Dove $\tau_s = \frac{L_s}{R_s} = 3,83s$ è la costante di tempo del flusso di statore, che impiegherebbe quindi $5\tau_s \cong 19s$ per andare a regime, in questo caso per annullarsi completamente.

Se si considera che la lunghezza temporale del guasto, in cui una turbina eolica dovrebbe rimanere connessa alla rete, è di $500ms$, si noti che il flusso di statore non riesce ad annullarsi completamente perché la sua dinamica è lenta rispetto alla durata del disturbo.

✓ ψ_0 è l'ampiezza del flusso di statore appena prima del buco di tensione.

Si può calcolare l'espressione della corrente di statore appena dopo il guasto dividendo il flusso di statore per l'induttanza statorica:

$$\bar{i}_s(t \geq t_0) = \frac{\psi_s(t \geq t_0)}{L_s} = \frac{\bar{\psi}_0 e^{-t/\tau_s}}{\tau_s} \quad (5.2-5)$$

Il flusso naturale di statore causa una componente unidirezionale che fluisce attraverso lo statore.

A questo punto si può calcolare quanto vale v_{ro} per motivi di chiarezza se ne

riscrive l'espressione: $\bar{v}_{ro} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \bar{\psi}_s$

Sostituendo dentro l'equazione di \bar{v}_{ro} , l'espressione del flusso di statore durante il guasto:

$$\bar{v}_{ro} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \bar{\psi}_0 e^{-t/\tau_s} \quad (5.2-6)$$

Occorre calcolare la derivata rispetto al tempo del flusso di statore durante il guasto:

$$\frac{d}{dt} \left(\bar{\psi}_0 e^{-\frac{t}{\tau_s}} \right) = -\frac{1}{\tau_s} \bar{\psi}_0 e^{-t/\tau_s} \quad (5.2-7)$$

Quindi ritornando a \bar{v}_{ro} si ricava:

$$\bar{v}_{ro} = \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \bar{\psi}_0 e^{-t/\tau_s} \quad (5.2-8)$$

Questa tensione è un vettore spaziale *fisso* rispetto allo statore e la cui ampiezza decresce esponenzialmente fino a zero.

Per esprimere questa tensione rispetto ad un sistema di riferimento solidale al rotore, è sufficiente moltiplicarla per $e^{-j\omega_m(t-t_0)}$:

$$\bar{v}_{ro}^r = -\frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \bar{\psi}_0 e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_m(t-t_0)} \quad (5.2-9)$$

L'ampiezza di \bar{v}_{ro}^r nel momento del buco di tensione ($t=0$), se si pone $t_0 = 0$ (condizione più gravosa) vale:

$$\bar{v}_{ro}^r(t_0) = \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \underbrace{\bar{\psi}_0 e^{-t_0/\tau_s}}_{=1} \underbrace{e^{-j\omega_m t_0}}_{=1} \quad (5.2-10)$$

$$\bar{v}_{ro}^r(t_0) = - \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \bar{\psi}_0 \quad (5.2-11)$$

Sostituendo $\bar{\psi}_0$:

$$\bar{v}_{ro}^r(t_0) = - \frac{M}{L_s} \left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega_m \right) \frac{V_s}{j\omega_s} \quad (5.2-12)$$

Trascurando $\frac{1}{\tau_s}$ rispetto a $j\omega_m$ si trova:

$$\bar{v}_{ro}^r(t_0) \cong - \frac{M}{L_s} \frac{\omega_m}{\omega_s} V_s = - \frac{M}{L_s} \frac{\omega_s(1-s)}{\omega_s} V_s \quad (5.2-13)$$

Poiché:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \Rightarrow \omega_s - \omega_m = s\omega_s \rightarrow \omega_s(1-s) = \omega_m$$

➤ In definitiva l'ampiezza di \bar{v}_{ro}^r nell'istante del guasto vale:

$$\bar{v}_{ro}^r(t_0) \cong - \frac{M}{L_s} (1-s)V_s \quad (5.2-14)$$

Si può concludere che la tensione indotta nel rotore nel momento in cui cade la tensione V_s è circa uguale alla tensione di statore invece di esserne una piccola percentuale, come si è visto avvenire nel funzionamento normale.

E per di più se la turbina eolica prima del guasto stava lavorando con un valore di scorrimento negativo (peraltro caso perfettamente plausibile), allora l'ampiezza della tensione di rotore durante il guasto potrebbe superare l'ampiezza nominale di quella di statore (dipende anche dal rapporto $\frac{M}{L_s}$, che comunque è leggermente minore di uno).

5.2.2 Risposta al LVRT con $\mathbf{i}_r \neq \mathbf{0}$

La tensione di rotore espressa rispetto a un sistema di riferimento fisso e solidale con l'asse magnetico della fase a di statore vale:

$$\bar{v}_r^s = \bar{v}_{ro} + \left(R_r + L_{kr} \left(\frac{d}{dt} - j\omega_m \right) \right) \bar{i}_r \quad (5.2-15)$$

La stessa può essere espressa nel sistema di riferimento solidale col rotore:

$$\bar{v}_r^r = \underbrace{\bar{v}_{ro} e^{-j\omega_m t}}_{\bar{v}_{ro}^r} + R_r \bar{i}_r^r + L_{kr} \frac{d\bar{i}_r^r}{dt} \quad (5.2-16)$$

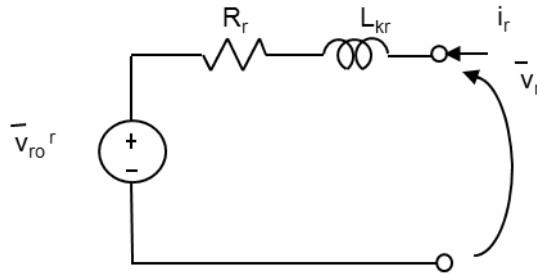


Figura 5.2: Modello della macchina dal punto di vista del rotore

Si noti che l'equazione (5.2-16) non è altro che l'equazione di un circuito RL, in cui il generatore di tensione contiene il contributo dato dal flusso di statore, come mostrato in Figura 5.2.

Si osservi che il convertitore dovrebbe essere dimensionato in modo da essere in grado di generare una tensione uguale alla massima tensione del generatore durante il guasto, che abbiamo calcolato prima nella (5.2-14) altrimenti si perderebbe il controllo della corrente, che inizierebbe a crescere inesorabilmente.

Infatti se il convertitore è dimensionato per una tensione più bassa di V_{ro} durante il guasto, la corrente di rotore rimarrà non-controllata transitoriamente.

Questa sovracorrente dipenderà sia dal massimo valore di tensione che il convertitore può generare, sia da L_{kr} ed R_r (che sono termini piccoli) e questo implica la formazione di grandi correnti.

Per limitare queste correnti o si sovradimensiona l'inverter o si aggiungono impedenze esterne.

5.3 Analisi delle grandezze elettriche durante il LVRT

A questo punto dell'analisi si eseguono delle simulazioni sul sistema di controllo del DFIG per verificare che i risultati ottenuti effettuando un'analisi puramente teorica abbiano corrispondenza anche in ambiente di simulazione. In queste simulazioni l'inverter è stato considerato *ideale*, per cui durante il buco di tensione è in grado di fornire una tensione \bar{V}_r^r pari alla massima \bar{V}_{ro}^r .

Al sistema viene dato un buco di tensione del 80% all'istante $t = 20$ s per 500 ms (si supponga che il sistema prima del guasto si trovava in condizioni nominali di funzionamento) e si riportano i grafici ottenuti per un valore dello scorrimento pari a $s = -0,27$.

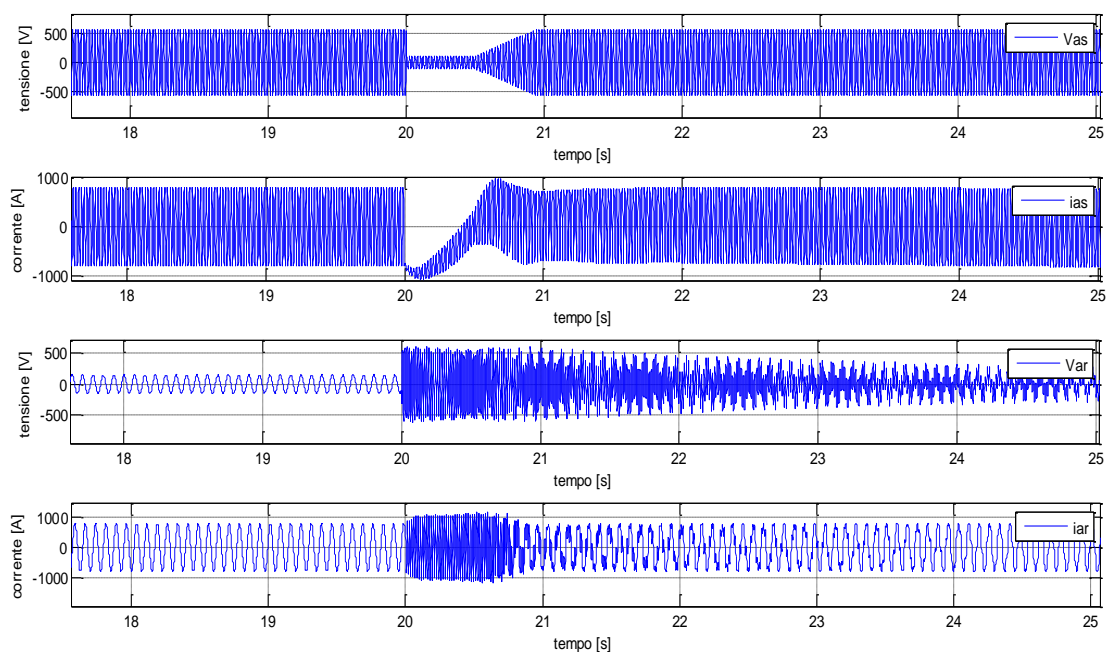


Figura 5.3: Tensioni e correnti di statore e rotore *prima, durante e dopo* il guasto

La Figura 5.3 mostra le grandezze elettriche tensione e corrente della fase *a* di statore e sempre tensione e corrente della fase *a* di rotore, fotografate *prima* del guasto, in cui queste grandezze elettriche si trovavano nella condizione nominale di funzionamento, *durante* e *dopo* il guasto, una volta esaurito il transitorio del disturbo di rete.

La Figura 5.4 mostra le medesime grandezze elettriche questa volta fotografate durante il guasto.

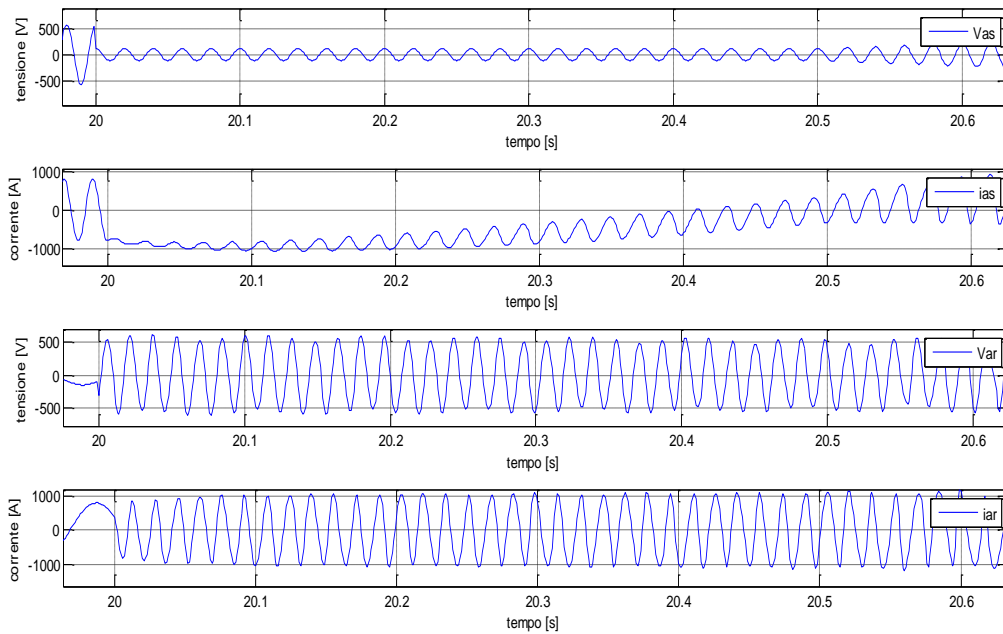


Figura 5.4: Tensioni e correnti di statore e rotore durante il guasto

Si guardi anche il grafico in Figura 5.7 che mette a confronto il modulo del flusso di statore con la corrente di statore:

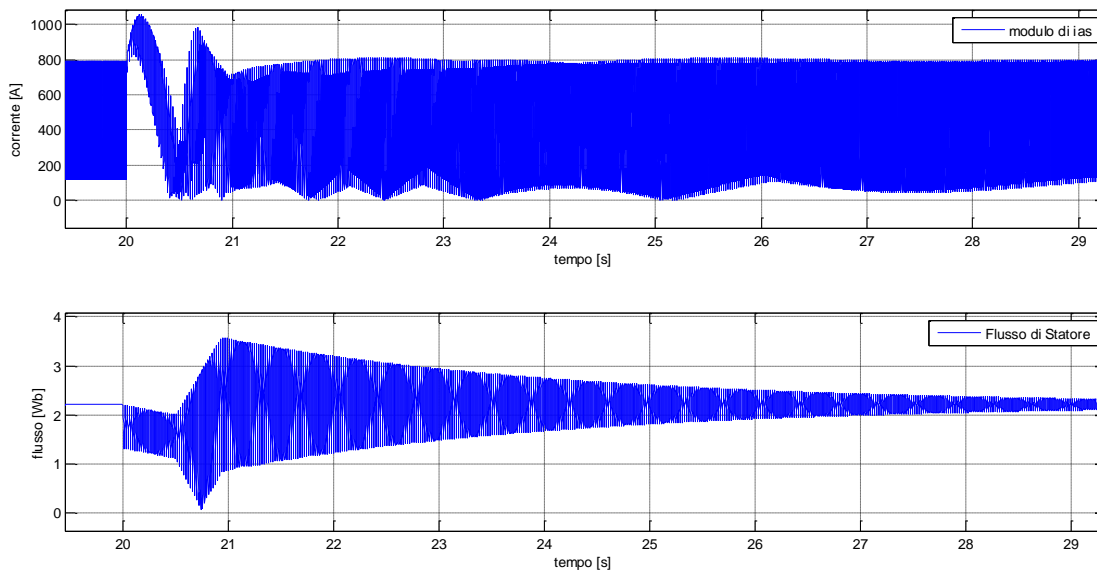


Figura 5.5: Modulo del Flusso di Statore confrontato col modulo della corrente della fase a di statore prima, durante e dopo il guasto

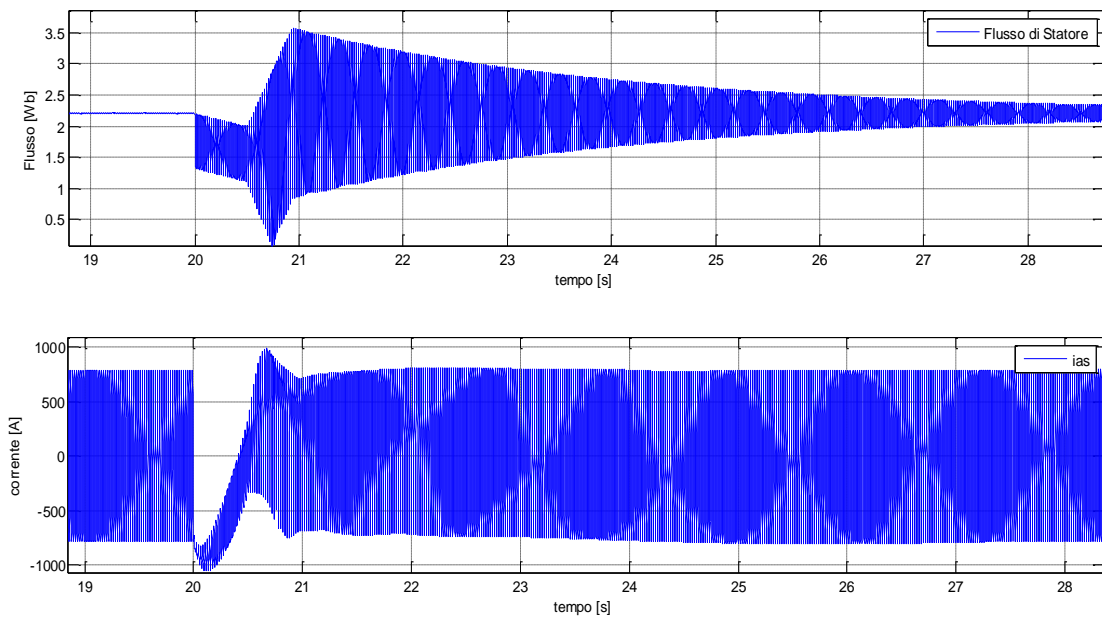


Figura 5.6: Flusso e corrente di statore *prima, durante e dopo* il guasto

Invece la Figura 5.7 mostra le medesime grandezze elettriche *durante* il guasto

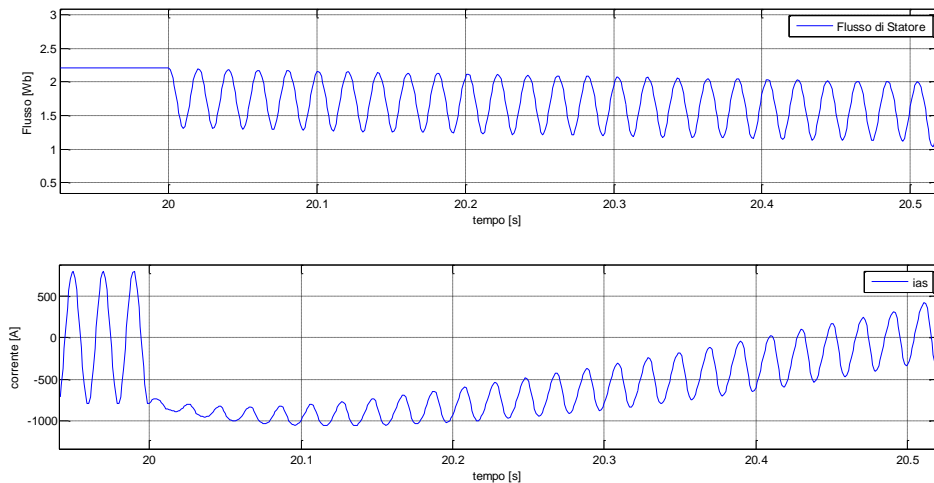


Figura 5.7: Flusso e corrente di statore *durante* il guasto

Si nota che la corrente della fase *a* di statore, all’inizio del guasto aumenta, poi lentamente tende a diminuire, in quanto, come visto nel paragrafo precedente, è legata, attraverso la divisione per l’induttanza statorica, al flusso di statore, che tende anch’esso a diminuire perché forzato dalla tensione di rete che si abbassa dell’80%, come mostrato in Figura 5.7.

Dopo il guasto la corrente di statore continua ad aumentare, raggiungendo i 1000 A di picco, eccedendo, per circa un secondo, il suo valore nominale che è $i_{sn} = 711$ A.

Il flusso di statore, dall'inizio del buco di tensione in avanti, inizia ad oscillare con la sua dinamica poco smorzata, impiegando circa 20 s per tornare al suo valore nominale, che è di 2,2 Wb.

Inoltre si osservi che, subito dopo la fine del buco di tensione, quando la tensione di rete ricomincia a salire, la macchina DFIG subisce un altro transitorio, *molto* simile a quello di *avviamento*, in quanto la tensione di rete passa dal 20% al 100%.

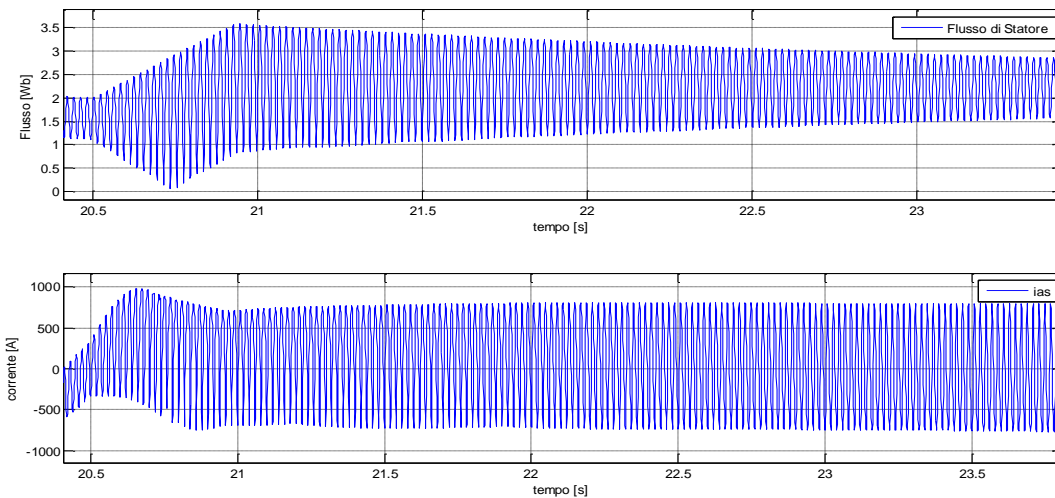


Figura 5.8: Flusso di statore e corrente di statore *dopo* il guasto

5.3.1 Tensione e corrente di Rotore *prima e durante* il guasto

La tensione massima della fase *a* di rotore prima del guasto valeva $V_{ar,max} = 150 V$, che corrispondono a $V_{ar,eff} = \frac{V_{ar,max}}{\sqrt{2}} \cong 106V$; all'istante del guasto $V_{ar,max} = 600 V$ corrispondenti a $V_{ar,eff} = \frac{V_{ar,max}}{\sqrt{2}} \cong 424 V$.

Si può notare come, durante il buco di tensione, *deve* aumentare l'ampiezza della tensione di rotore, proprio per compensare quella che è stata definita come \bar{V}_{r0}^r nel paragrafo precedente; invece per quanto riguarda la corrente rotorica si osserva che dopo il buco di tensione aumenta la sua frequenza, infatti se prima del guasto si aveva $\omega_r = 83,77 \frac{rad}{s} \rightarrow f_r = \frac{\omega_r}{2\pi} = 13,33 Hz$;

dopo il guasto $\omega_r = |(0,2 * 2\pi 50) - 2\Omega| = 335 \frac{rad}{s} \rightarrow f_r = \frac{\omega_r}{2\pi} \cong 53 Hz$

I valori di picco di tensione e di corrente rotorica osservati in simulazione prima dell'inizio e durante il guasto sono i seguenti:

$$V_{ar,max}(t < t_{start\ dip}) = 150\ V$$

$$i_{ar,max}(t < t_{start\ dip}) = 780\ A$$

$$V_{ar,max}(t_{start\ dip} < t < t_{end\ dip}) = 600\ V$$

$$i_{ar,max}(t_{start\ dip} < t < t_{end\ dip}) = 1100\ A$$

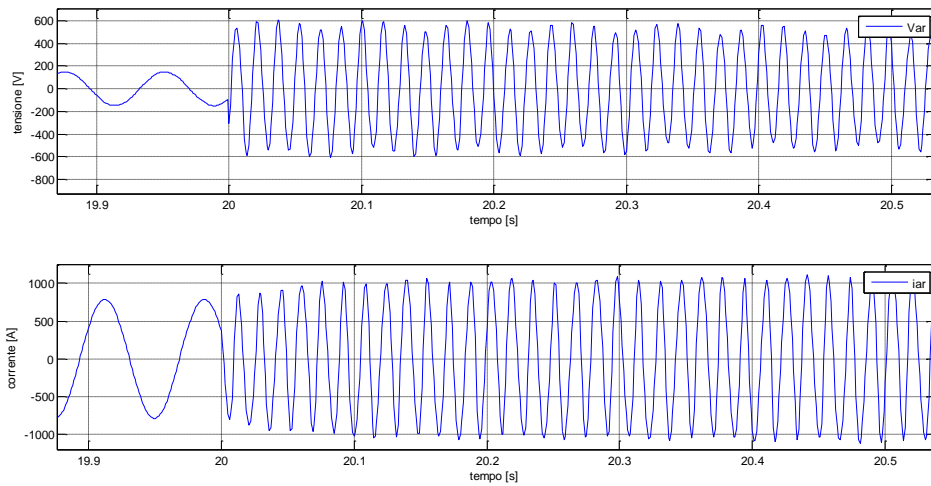


Figura 5.9: Tensione e corrente rotorica *durante* il guasto

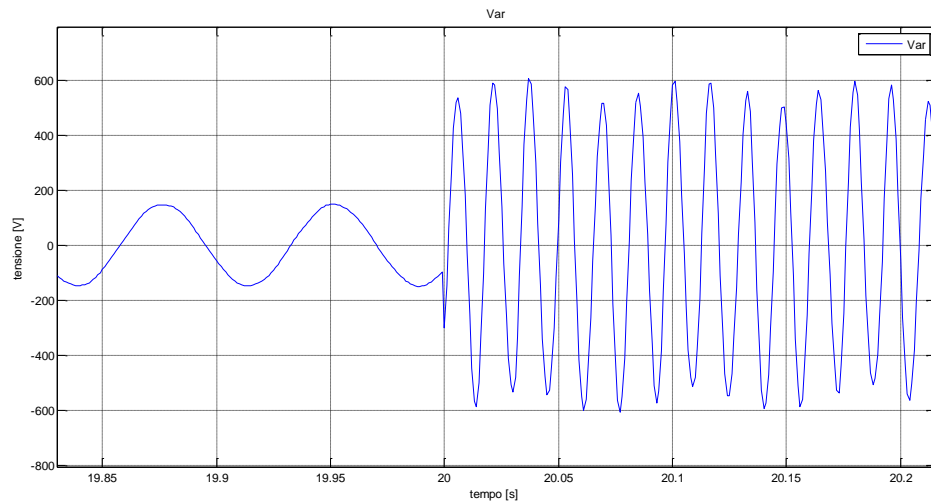


Figura 5.10: Tensione della fase *a* di rotore *prima* e *durante* il guasto

Misurando la potenza attiva prodotta dal rotore in condizioni nominali di funzionamento, questa risulta pari a $P_r(t) \cong 174\ kW \cong 21\%$ della potenza attiva totale

prodotta dal generatore, mentre durante un buco di tensione questa risulta essere $P_r \cong 840 \text{ kW} \cong 98\%$ della potenza elettrica totale (d'altra parte il 2% saranno le perdite di statore e rotore).

In altre parole il flusso di energia, che nominalmente si distribuisce tra statore e rotore, durante il buco di tensione fluisce interamente attraverso il rotore, non essendo possibile un accumulo di energia nella macchina. Di conseguenza il convertitore è soggetto ad una potenza ben maggiore rispetto a quella di dimensionamento, pari a circa il 30% della potenza totale della macchina. Tale condizione di lavoro risulta particolarmente critica per il componente in quanto lo danneggerebbe irreversibilmente.

5.4 Sovradimensionamento del convertitore per rispondere al LVRT

Fino a questo punto dell'analisi l'inverter non è stato considerato nella risposta al LVRT, ma per rendere l'analisi più consona alla realtà, è necessario tenere in considerazione quali siano i suoi limiti fisici per comprendere se esso sia in grado di affrontare problemi legati ai guasti di rete.

Si vuole calcolare quale deve essere l'ampiezza massima della tensione rotorica che l'inverter è in grado di erogare senza guasti in rete.

A tal fine consideriamo che a regime deve valere:

$$|V_r| \cong s|V_s| \quad (5.4-1)$$

in quanto come è noto:

$$P_r \cong -sP_s \quad (5.4-2)$$

Pertanto, considerando il caso nominale di funzionamento:

$$s = 27\%, \quad |V_s| = 690V, \quad |V_r| \cong 186,3V$$

A questo punto si consideri, a ritroso, il percorso che deve fare l'inverter per riuscire a fornire questa tensione e si guardi lo schema di Figura 5.11.

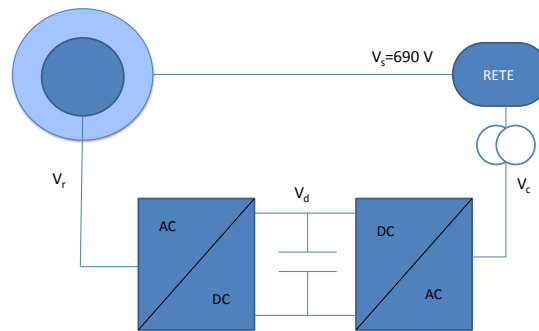


Figura 5.11: Schema convertitore e generatore collegati alla Rete

Il trasformatore tra l'inverter e la rete serve a rappresentare il rapporto spire tra gli avvolgimenti di statore e quelli di rotore; si vuole ora calcolare quanto deve valere questo rapporto spire, in quanto esso può essere progettato in modo tale che la massima tensione dell'inverter corrisponda alla massima tensione rotorica desiderata, che a sua volta è legata allo slip. La ragione per cui si dimensiona così il convertitore è, come già detto, che in questo modo possono essere ridotte le perdite e di conseguenza diminuiscono i costi.

L'inverter lato rotore per fornire la tensione *desiderata* alla macchina utilizza una tecnica di modulazione *Space Vector*, che è una tecnica di controllo vettoriale in cui si tratta il vettore attuale di tensione *direttamente*, conoscendone l'esatta posizione sul piano di Park dq .

Con questa tecnica di modulazione è possibile ottenere un'ampiezza massima della forma d'onda in uscita il cui valore efficace vale $0,78 V_d$, che quindi deve essere uguale al valore efficace della tensione concatenata rotorica desiderata, in formule:

$$0,78V_d = V_{r\,eff} = \frac{186,3\,V}{\sqrt{2}} \cong 132\,V \quad (5.4-3)$$

$$\rightarrow V_d = \frac{132\,V}{0,78} \cong 170\,V$$

Se la V_d è una tensione che proviene da un ponte trifase raddrizzatore, deve valere:

$$V_d = 1,35\,V_c \quad (5.4-4)$$

$$\rightarrow V_c = \frac{V_d}{1,35} = \frac{170\,V}{1,35} \cong 80\,V$$

Dove V_c è una tensione concatenata. Pertanto il rapporto di trasformazione di quel trasformatore in Figura 5.11 deve valere:

$$k = \frac{690 \text{ V}}{80 \text{ V}} = 8,625$$

Per questo tipo di sistema, quindi, lo scorrimento massimo è approssimativamente determinato dal rapporto spire tra gli avvolgimenti di statore e di rotore.

Ritornando al problema dei disturbi di rete, ci si chiede di quanto è necessario sovradimensionare l'inverter affinché il sistema sia in grado di affrontare il disturbo senza danneggiamenti irreversibili.

Ora a partire dalle considerazioni numeriche viste precedentemente e a partire dal valore di ampiezza massima necessaria all'inverter per reggere al LVRT, risulterebbe una $V_c = 402,65 \text{ V}$ e un rapporto di trasformazione $k = 1,71$.

Questa modifica consentirebbe al sistema di sopportare il LVRT, ma farebbe perdere tutti i vantaggi di un sistema DFIG, quindi non è la soluzione migliore.

Ci si chiede a questo punto se per superare la fase dell'abbassamento di tensione, di durata 500ms, e il transitorio (molto simile a quello) di avviamento, nella fase immediatamente successiva al guasto sia possibile *sostituire* l'inverter in modo tale che abbia la stessa potenza nominale pari al 21%, ma in modo tale che sia progettato per riuscire a superare un sovraccarico che fa passare l'inverter da una potenza nominale di 174 kW a una potenza di 840 kW per 0,8 secondi.

Il progettista del convertitore per poter fare questa modifica dovrà valutare:

- 1) Se le perdite dell'inverter sono tali da creare delle sovraturetemperature che porterebbero i dispositivi elettronici a superare la temperatura di giunzione degli IGBT;
- 2) Se la tensione e la corrente durante il LVRT siano entro i limiti dei massimi valori di tensione e di corrente sopportabili dalla classe a cui appartengono gli IGBT e i diodi.

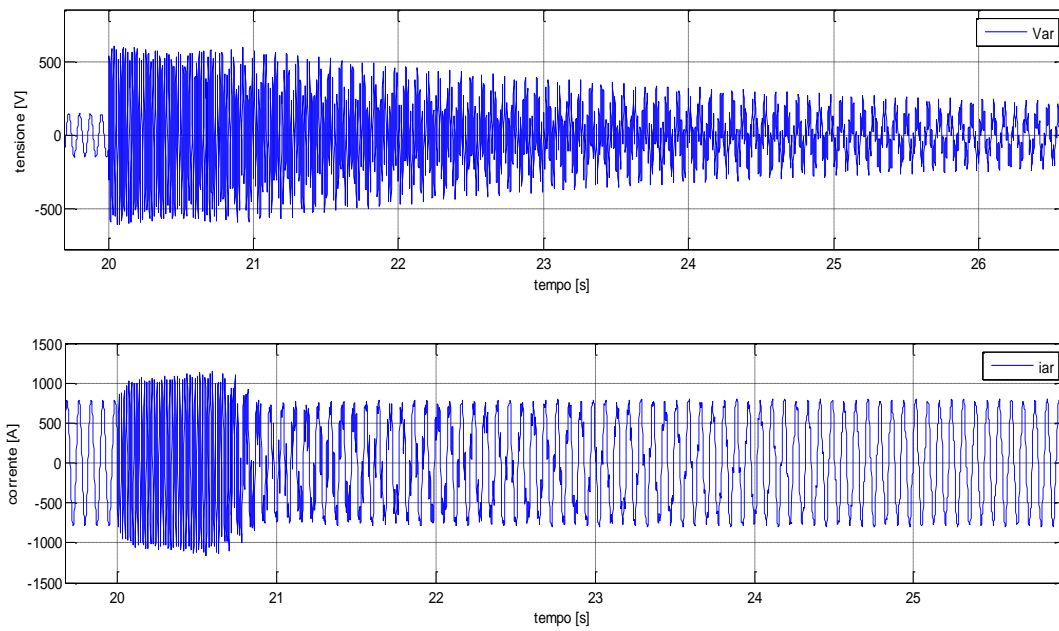


Figura 5.12: Tensione e corrente di rotore da una condizione di regime iniziale a quella dopo il disturbo di rete

5.5 Prestazioni dinamiche del controllo PI

Le prestazioni dinamiche fanno riferimento al comportamento del sistema di controllo durante i transitori, ossia alla modalità con cui le variabili del sistema, ed in particolare la variabile controllata, passano da una condizione di regime ad una nuova, a seguito di variazioni degli ingressi.

Si osserva a questo punto come si comporta il sistema di controllo *durante* e *dopo* il guasto; si riportano i grafici delle correnti i_{dr} e i_{qr} , che sono le variabili controllate.

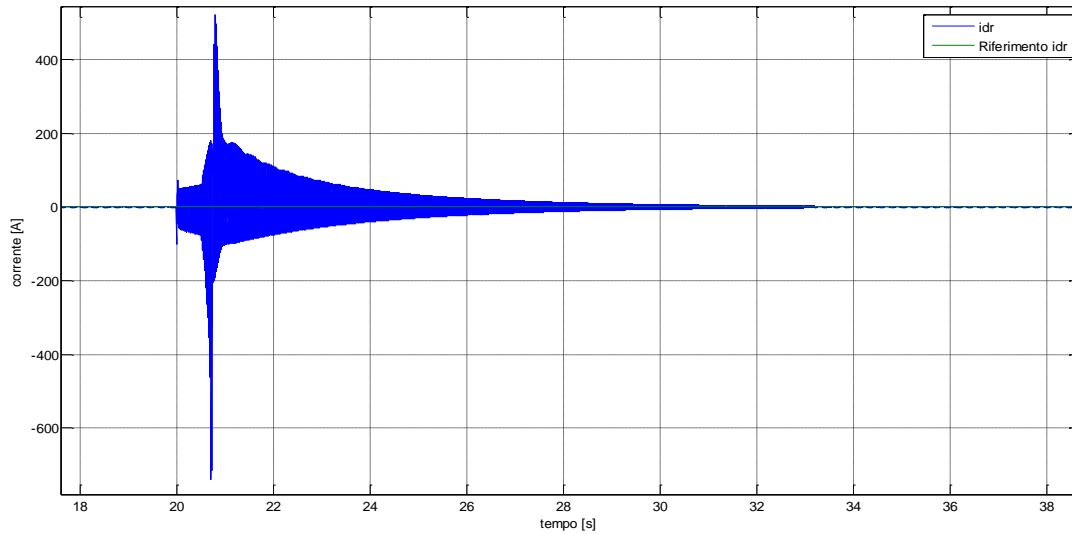


Figura 5.13: Corrente d'asse diretto *prima, durante e dopo* il guasto

Per quanto riguarda la corrente d'asse diretto (Figura 5.13) si nota che dall'inizio del disturbo sono necessari circa 10 secondi perché l'errore tra la variabile controllata e il riferimento sia accettabile, e inoltre il transitorio della corrente è caratterizzato da due picchi, la cui ampiezza massima raggiunge i 700 A.

Per quanto riguarda la corrente d'asse in quadratura (Figura 5.14 e Figura 5.15) la variabile controllata segue bene il riferimento di corrente a parte in un tratto (tra i 20,5 s e i 21 s) in cui l'errore supera i 400 A.

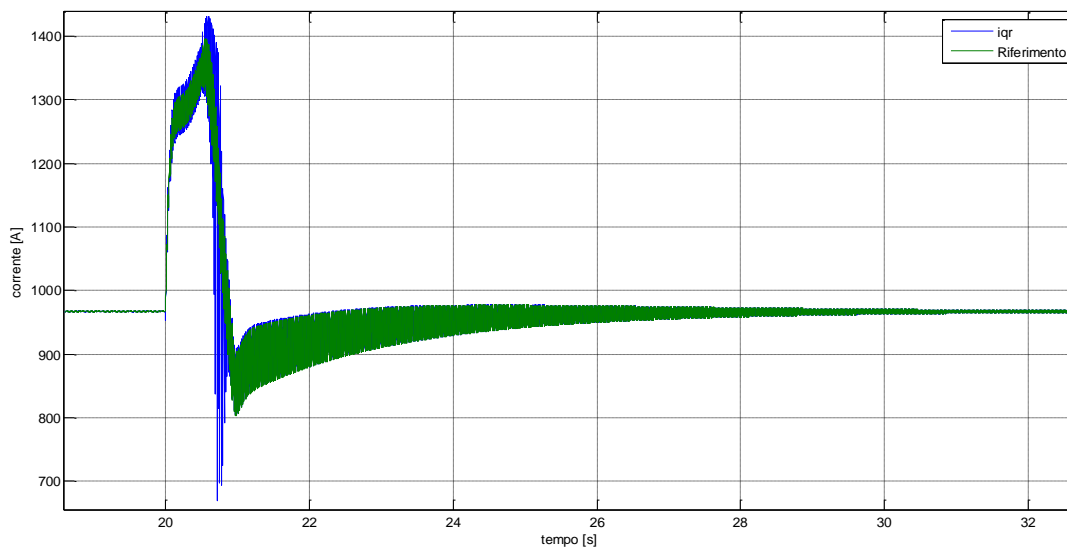


Figura 5.14: corrente d'asse in quadratura *prima, durante e dopo* il guasto

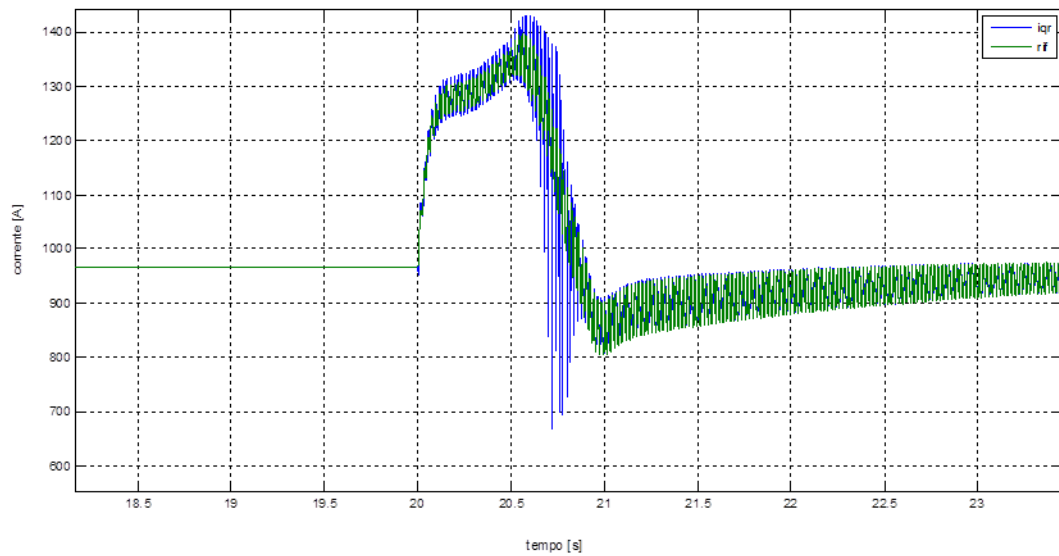


Figura 5.15: corrente d'asse in quadratura *prima, durante e dopo* il guasto

Per riuscire a giudicare le prestazioni dinamiche del controllo PI bisogna innanzi tutto chiedersi *che cosa* può fare un *buon* controllo, cioè un software, di fronte a tutta quell'energia nell'unità di tempo che entra nel sistema. Bisogna infatti considerare che durante il guasto la turbina eolica rimane connessa alla rete continuando a produrre energia. Poiché durante il guasto, come evidenziato precedentemente, la potenza che attraversa il convertitore è molto maggiore rispetto a quella per cui è stato dimensionato, per salvaguardarlo sarebbe dunque necessario dissipare parte dell'energia prodotta e convogliata al rotore. Essendo il controllo una parte *software* del sistema non è quindi in grado di dissipare tale energia. Se dal punto di vista energetico il controllo risulta poco influente, è interessante valutare diversi tipi di controllori rispetto al comportamento dinamico del sistema in anello chiuso durante il disturbo. Nel capitolo successivo verrà proposto uno schema di controllo alternativo al PI basato sulla tecnica *sliding mode*. Le prestazioni dinamiche dei diversi schemi di controllo verranno analizzate secondo opportune cifre di merito tese a cogliere gli aspetti più significativi della risposta del sistema.

6 Sviluppo di un regolatore sliding mode

6.1 Perché si vuole utilizzare un regolatore sliding mode

La tecnica di controllo *Sliding Mode* è una classe particolare di tecniche di controllo, che deriva dai sistemi di controllo a *relay*, ovvero i sistemi di controllo in cui l'attuatore può assumere esclusivamente due valori; per questa ragione si parla di sistemi a struttura variabile o *sliding mode*.

L'importanza di questa metodologia di controllo nasce dal fatto che essa è una tecnica di *controllo robusto*, cioè è ammessa la presenza di disturbi nell'anello di controllo e di imprecisioni del modello: queste ultime possono derivare o da incertezze parametriche del processo o semplicemente da semplificazioni del modello, quali ad esempio l'aver trascurato effetti di ordine superiore.

Si è deciso di provare ad utilizzare la tecnica di controllo *sliding mode* per il fatto che essa è un metodo di controllo robusto rispetto ai disturbi.

Oltre alla proprietà di robustezza di questo metodo rispetto alle variazioni parametriche del processo e all'applicazione di disturbi, un punto di forza di questa tecnica è la determinazione di una funzione di Lyapunov che ne garantisce la stabilità della traiettoria.

Tuttavia tale tecnica ha due aspetti critici:

- ✓ essendo una tecnica basata sulla retroazione dello stato, è richiesta la misurabilità o la stima accurata dello stato del sistema; tuttavia questo aspetto risulta altrettanto critico per lo schema di controllo basato sul PI, che necessita di tale stima per il calcolo delle azioni di *feed-forward*, indispensabili per compensare la forte non linearità del sistema;
- ✓ il successo della regolazione è ottenuto al prezzo di forte sollecitazione della variabile di controllo: infatti possono essere presenti oscillazioni spurie in alta frequenza, fenomeno conosciuto come chattering.

La tecnica di controllo sliding mode è stata utilizzata con successo nei sistemi di controllo non lineare, tra i quali si ricordano i manipolatori robotici, i veicoli

sottomarini, le trasmissioni, i motori degli autoveicoli, i sistemi di potenza ed infine i motori elettrici.

In definitiva si decide di applicare questa tecnica per tre ragioni:

- ✓ è robusta rispetto ai disturbi; in particolare si vuole indagare quanto sia robusta rispetto ai buchi di tensione;
- ✓ richiede uno sforzo progettuale minimo, come verrà visto più avanti;
- ✓ ha avuto successo per il controllo di sistemi non lineari.

6.2 Implementazione del controllo sliding mode

Si è scelto di implementare lo *sliding mode* per il controllo delle correnti utilizzando le tensioni rotoriche come variabili di controllo.

In altre parole lo *sliding mode* è stato utilizzato esattamente al posto dei regolatori PI come mostrato in Figura 6.1. Si osservi che anche in questo caso si utilizzano delle azioni di compensazione in anello aperto basate sulla stima dello stato.

Si parte da un sistema lineare, tempo invariante espresso in forma canonica di controllo:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= x_{i+1} & i &= 1, \dots, n-1 \\ \dot{x}_n &= -a_n x_1 - \dots - a_1 x_n + u \\ y &= b_n x_1 + b_{n-1} x_2 + \dots + b_1 x_n \end{aligned} \quad (6.2-1)$$

Per determinare un controllo a struttura variabile è necessario seguire i seguenti passi:

- 1) Individuare una superficie di commutazione $s(\cdot)$ che identifichi la cosiddetta superficie di *scivolamento*, lungo la quale le traiettorie del sistema dovranno *convergere* in uno stato di pseudo-equilibrio in corrispondenza del quale viene raggiunto l'obiettivo di controllo, qualunque sia lo stato iniziale del sistema.

Tipicamente si ricorre a funzioni di commutazione affini, cioè del tipo:

$$s(x) = \beta_{n-1} x_1 + \beta_{n-2} x_2 - \dots - \beta_1 x_{n-1} + \bar{w} \quad (6.2-2)$$

Dove n è l'ordine del sistema e $\bar{w} = \text{costante}$.

Poiché la superficie di commutazione è caratterizzata dall'equazione $s(x) = 0$, allora la traiettoria dello stato sulla superficie di scivolamento è caratterizzata dal *nuovo* sistema:

$$\begin{cases} \dot{x}_i = x_{i+1} & i = 1, \dots, n-2 \\ x_{n-1} = x_n = -\beta_{n-1}x_1 - \beta_{n-2}x_2 - \dots - \beta_1x_{n-1} + \bar{w} \end{cases} \quad (6.2-3)$$

Da notare che il polinomio caratteristico di questo sistema è:

$$\varphi(\lambda) = \lambda^{n-1} + \beta_1\lambda^{n-2} + \dots + \beta_{n-1} \quad (6.2-4)$$

Le radici di questo sistema possono essere assegnate in maniera arbitraria, fatta salva l'asintotica stabilità.

Quindi il sistema *nuovo* è caratterizzato da un unico stato d'equilibrio per ogni $\bar{w} \neq 0$ e, affinché venga raggiunto l'obiettivo di controllo (cioè $\bar{y} = y^0$) basta porre: $\gamma = \frac{\beta_{n-1}}{b_n}$

- 2) Identificare una legge di controllo tale che in un tempo di durata *finita* venga intercettata la superficie di scivolamento dalle traiettorie del sistema, aventi origine in uno stato iniziale *esterno* alla superficie.

Per ottenere questo obiettivo si adotta l'approccio basato sulla “*legge di raggiungimento*”, che consiste nel far sì che la dinamica della superficie di commutazione sia:

$$\dot{s} = -q \operatorname{sign}(s) - rg(s) \quad (6.2-5)$$

Dove $q > 0, r \geq 0$ e $g(\cdot)$ tale da appartenere al primo e terzo quadrante.

La legge di controllo che permette di realizzare l'obiettivo desiderato è:

$$u = -\alpha'x + q \operatorname{sign}(\gamma y^0 - \beta'x - \gamma y^0) \quad (6.2-6)$$

Lo schema di controllo risultante è quello mostrato in Figura 6.2. Per maggiori dettagli sulla teoria dello *sliding mode control* il lettore è rimandato a (Guardabassi 2009), (Dotoli) e (Perruquetti 2002).

Ora si applica la tecnica appena descritta ai due processi a cui lo *sliding mode* fa riferimento, che sono:

$$\frac{di_{dr}}{dt} = \frac{1}{L_{kr}}(V_{dr} - (R_s + R_r)i_{dr}) \quad (6.2-7)$$

$$\frac{di_{qr}}{dt} = \frac{1}{L_{kr}}(V_{qr} - (R_s + R_r)i_{qr}) \quad (6.2-8)$$

Si noti che i due processi sono caratterizzati dalla stessa relazione dinamica tra ingresso e uscita. Pertanto è possibile condurre il progetto dello *sliding mode* indifferentemente su uno dei due processi.

Il sistema è espresso nella forma:

$$\frac{dx}{dt} = ax + bu \quad (6.2-9)$$

$$y = x \quad (6.2-10)$$

Dove $x = i_{dr}$, $a = -\frac{(R_s+R_r)}{L_{kr}} = 27.6673$, $b = \frac{1}{L_{kr}} = 2907$

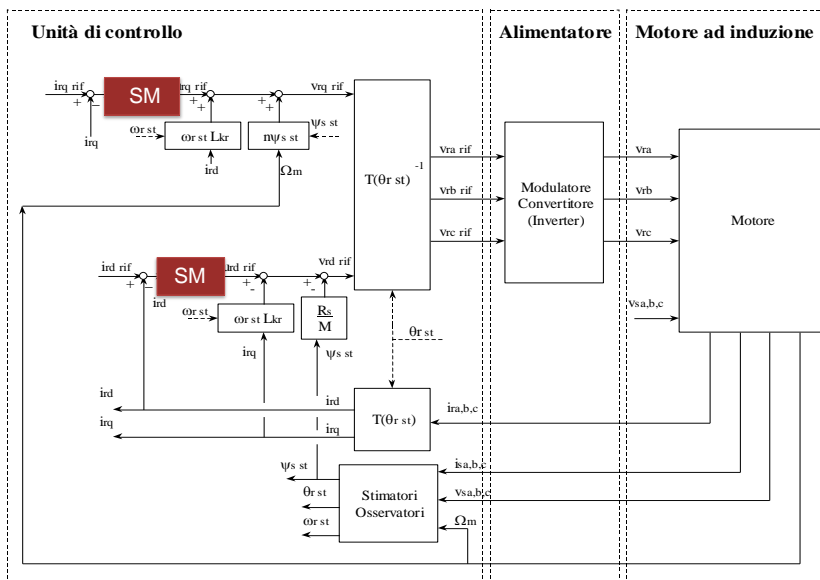


Figura 6.1: Sistema di controllo con regolatore sliding mode

Allo scopo di rendere più regolare l'andamento della variabile di controllo, ed anche per motivi implementativi, si decide di adottare come nuova variabile di controllo ausiliaria v , la derivata di u affidando così ad un integratore il compito di generare la effettiva variabile di controllo u .

Pertanto si consideri il seguente sistema *allargato*:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= ax + bu \\ \dot{u} &= v \end{aligned} \quad (6.2-11)$$

$$y = x$$

Si indica con $z = [x \quad u]$ lo stato allargato.

Esprimendolo in forma matriciale diviene:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{u} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} a & b \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} v \\ \begin{bmatrix} y \\ u \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.2-12)$$

Adesso si esprime questo sistema in forma canonica di controllo e si verifica che sia raggiungibile, e, a questo scopo, se ne calcola la funzione di trasferimento:

$$G_i(s) = \frac{2907}{s^2 + 27.67s} = \frac{b(s)}{a(s)} = \frac{b_2}{s^2 + a_1s} \quad (6.2-13)$$

Poiché il sistema è raggiungibile, e osservabile, non ha zeri nell'origine ($b_2 \neq 0$), si può applicare la tecnica *sliding mode*.

Le matrici del sistema in forma canonica di controllo sono:

$$\begin{aligned} A &= \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -a_2 & -a_1 \end{bmatrix} \\ B &= \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \\ C &= [b_2 \quad b_1] \end{aligned} \quad (6.2-14)$$

Dove $b_1 = 0, b_2 = 2907, a_1 = 27,67, a_2 = 0$

A questo punto si può *imporre* l'autovalore del moto scivolato, in modo che la dinamica in anello chiuso sia comparabile a quella col controllo PI, cioè circa 250 Hz.

$$\beta_1 = 17,7 \text{ rad/s} \quad (6.2-15)$$

E di conseguenza si ottengono:

$$\gamma = \frac{\beta_1}{b_2} = 0.0061 \quad (6.2-16)$$

$$\beta' = [\beta_1 \quad 1] \quad (6.2-17)$$

$$\alpha' = \beta' A \quad (6.2-18)$$

Lo schema di controllo a cui fanno riferimento i parametri è mostrato in Figura 6.2:

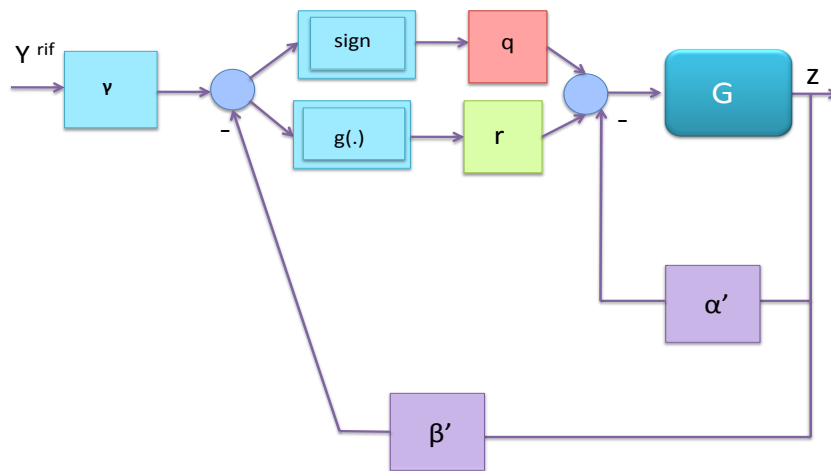


Figura 6.2: Struttura del controllo sliding mode

In questo caso si utilizza lo schema di controllo a struttura con stato accessibile, in quanto le correnti sono misurabili; per quanto riguarda le azioni di feedforward queste vengono utilizzate come accadeva per il controllo PI e così le variabili stimate restano le stesse che venivano stimate nel controllo PI.

6.3 Risultati simulazioni con controllo SM vs PI durante un abbassamento del 80% della tensione di alimentazione

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni ottenuti ponendo come coppia meccanica in ingresso quella nominale, e in presenza di un abbassamento di tensione del 80% nell'istante $t=20s$.

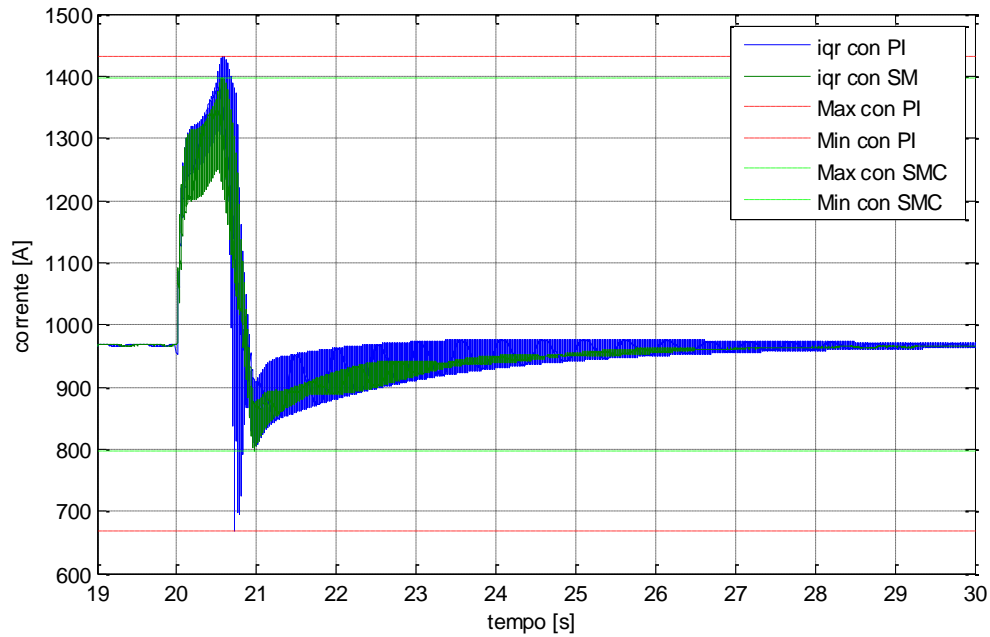


Figura 6.3: corrente d'asse in quadratura con PI vs SM durante un abbassamento dell'80% di tensione

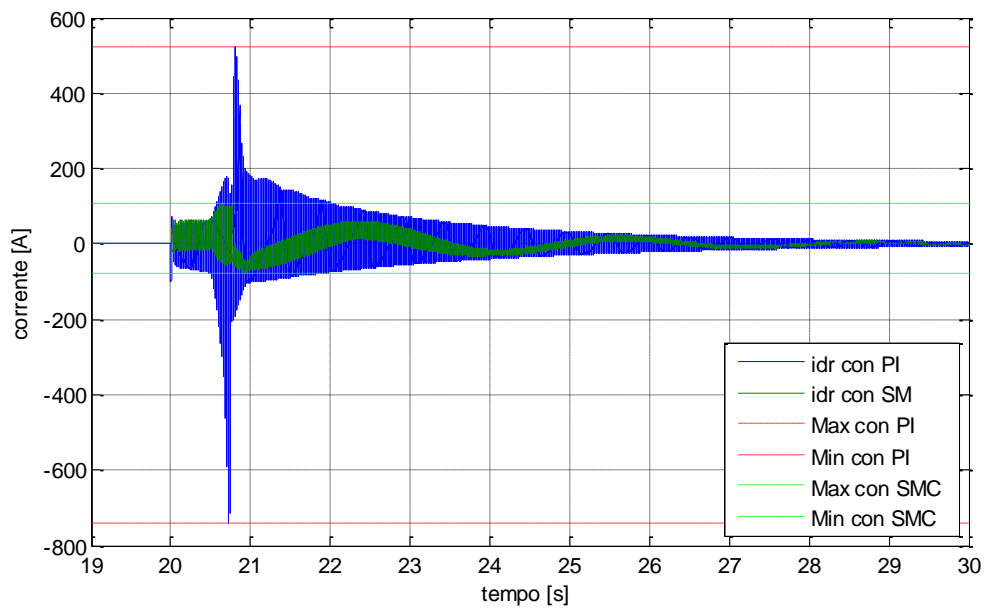


Figura 6.4: corrente d'asse diretto con PI vs SMC durante un abbassamento di tensione dell'80%

Per stabilire quale dei due controllori si comporta *meglio* durante un guasto si stabiliscono come cifre di merito la varianza della corrente e l'ampiezza massima dell'oscillazione:

$$\text{var}(i_{qr PI}) = 2,9765 \cdot 10^3 \text{ A}^2 \quad (6.3-1)$$

$$\text{var}(i_{qr\ SM}) = 2,5986 \cdot 10^3 A^2 \quad (6.3-2)$$

$$\text{var}(i_{dr\ PI}) = 599,0522 A^2 \quad (6.3-3)$$

$$\text{var}(i_{dr\ SM}) = 154,8971 A^2 \quad (6.3-4)$$

$$I_{qr\ PI\ MAX} = \max(i_{qr\ PI}) = 461.3963 A \quad (6.3-5)$$

$$I_{dr\ PI\ MAX} = \max(i_{dr\ PI}) = 522,1693 A \quad (6.3-6)$$

$$I_{qr\ SM\ MAX} = \max(i_{qr\ SM}) = 427.3741 A \quad (6.3-7)$$

$$I_{dr\ SM\ MAX} = \max(i_{dr\ SM}) = 107.7193 A \quad (6.3-8)$$

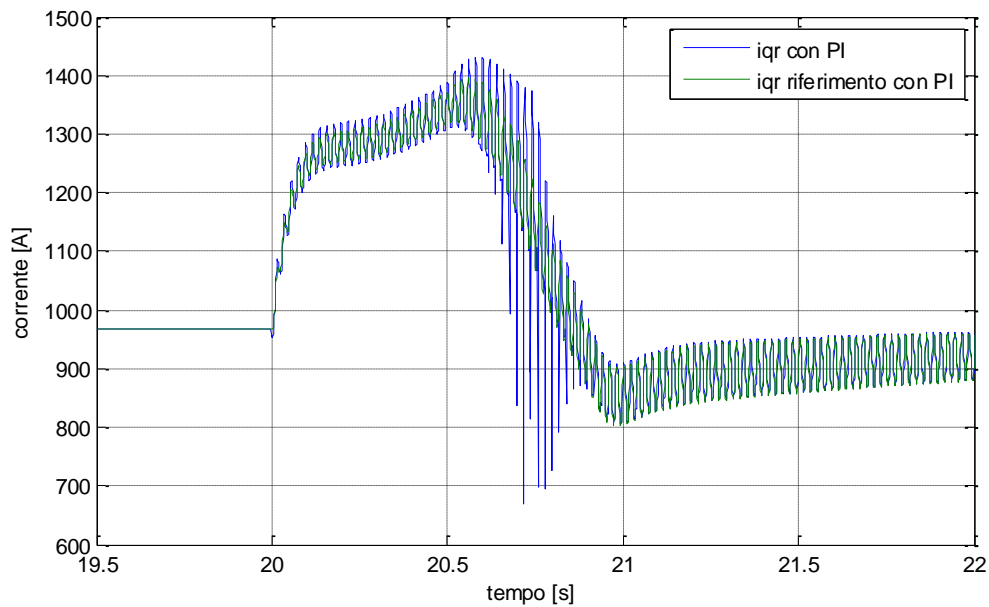


Figura 6.5: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo PI nel caso di un abbassamento dell'80% di tensione

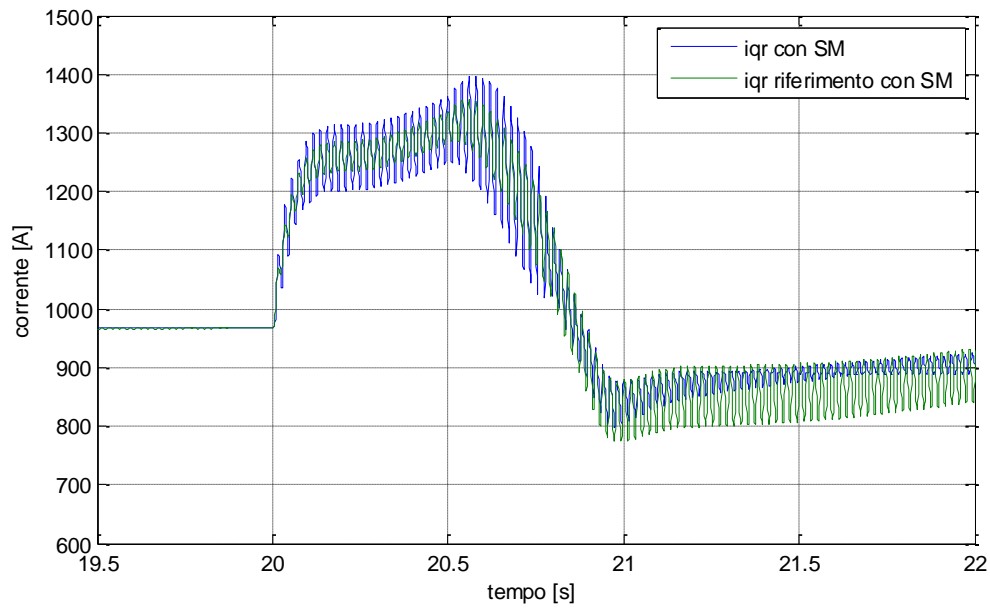


Figura 6.6: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo SM nel caso di un abbassamento dell'80% di tensione

6.4 Risultati simulazioni con controllo SM vs PI durante un abbassamento del 100% della tensione di alimentazione

Si riporta anche il caso in cui si ipotizza che il buco di tensione sia totale, quindi la tensione di rete si abbassa del 100% e si confrontano ancora i comportamenti dei due controllori con le medesime cifre di merito:

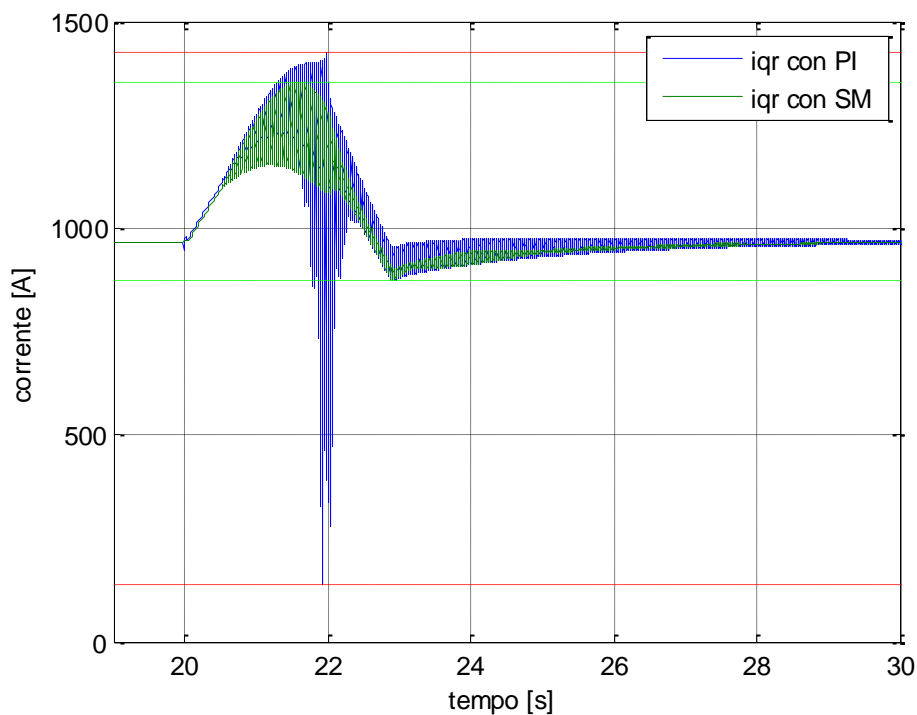


Figura 6.7: Andamento della corrente rotorica d'asse in quadratura utilizzando i due controlli PI e SM nel caso di un buco del 100% di tensione

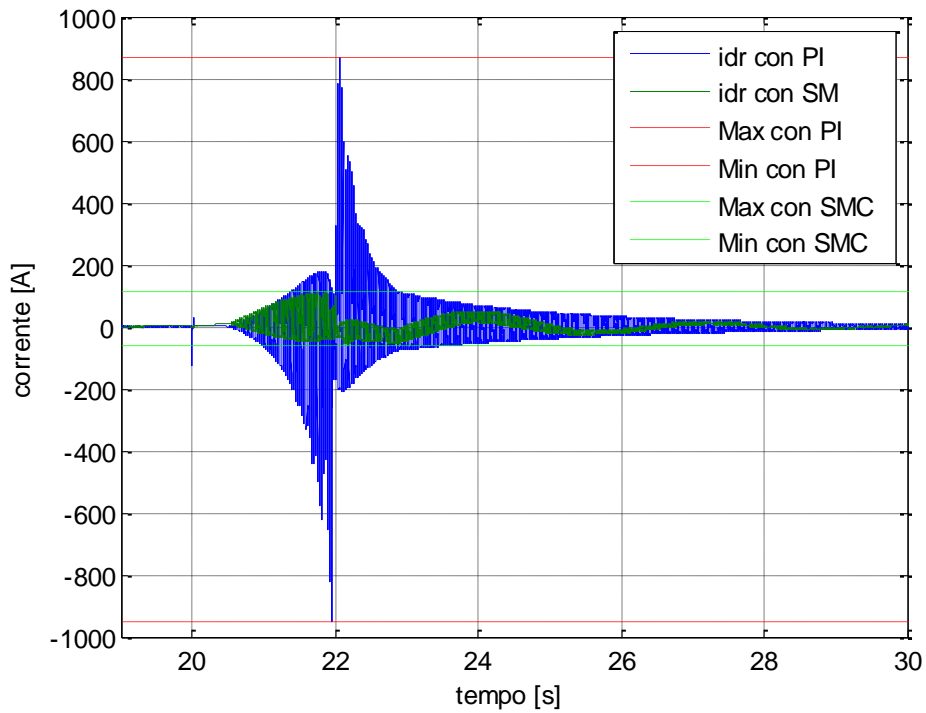


Figura 6.8: Andamento della corrente rotorica d'asse diretto utilizzando i due controlli PI e SM nel caso di un buco del 100% di tensione

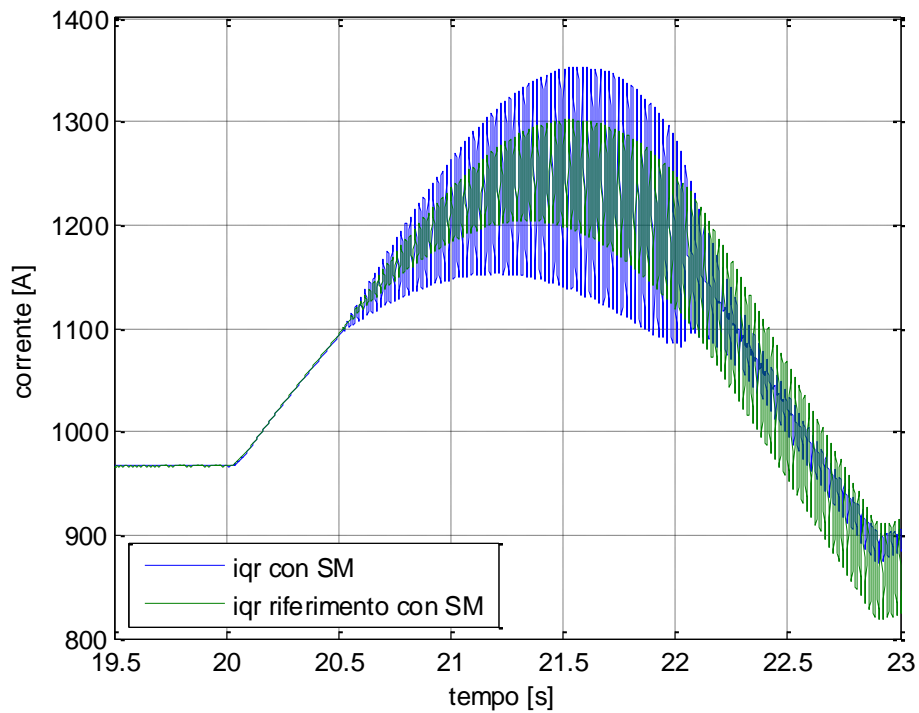


Figura 6.9: Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo PI nel caso di un buco dell'100% di tensione

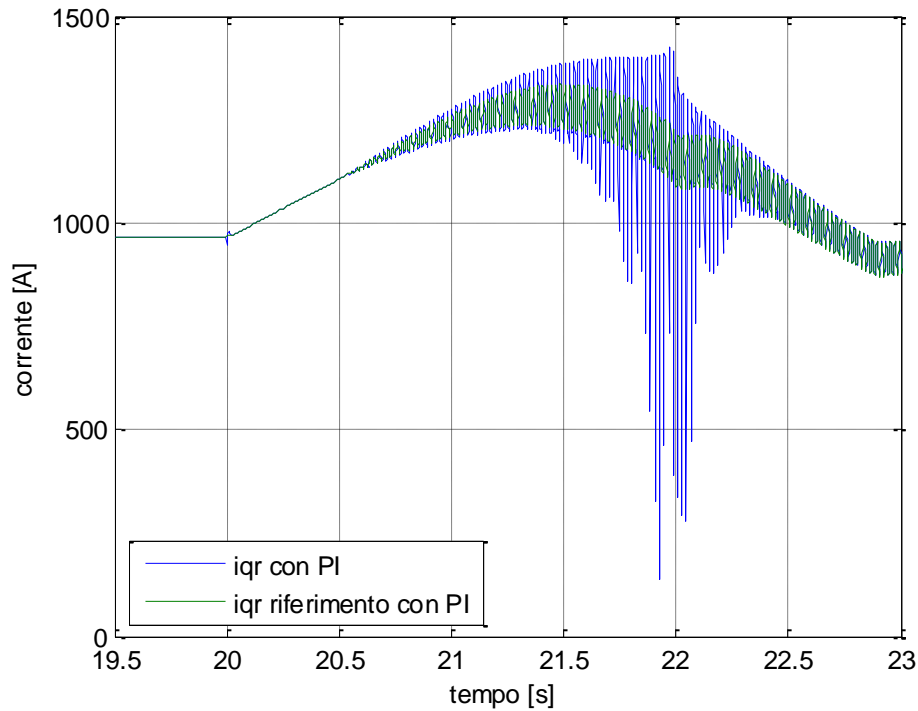


Figura 6.10 Inseguimento del riferimento della corrente in quadratura da parte del controllo SM nel caso di un buco dell'100% di tensione

$$\text{var}(i_{qr PI}) = 5,2425 \cdot 10^3 A^2 \quad (6.4-1)$$

$$\text{var}(i_{qr SM}) = 4,1723 \cdot 10^3 A^2 \quad (6.4-2)$$

$$\text{var}(i_{dr PI}) = 1,108510^3 A^2 \quad (6.4-3)$$

$$\text{var}(i_{dr SM}) = 160.3898 A^2 \quad (6.4-4)$$

$$I_{qr PI MAX} = \max(i_{qr PI}) = 456.2913 A \quad (6.4-5)$$

$$I_{qr SM MAX} = \max(i_{qr SM}) = 427.3741 A \quad (6.4-6)$$

$$I_{dr PI MAX} = \max(i_{dr PI}) = 921,1603 A \quad (6.4-7)$$

$$I_{dr SM MAX} = \max(i_{dr SM}) = 111.7782 A \quad (6.4-8)$$

In conclusione quello che si può dire riguardo al comportamento dei due regolatori durante il disturbo di rete è che, in base alle cifre di merito stabilite per il confronto tra i due, lo sliding mode minimizza entrambe e quindi risulta avere un comportamento *migliore* nell'affrontare il guasto.

Pertanto dopo un'attenta analisi da effettuare con il progettista del convertitore, si potrebbe concludere che, attraverso il regolatore sliding mode, è possibile rispettare le richieste del LVRT sovradimensionando in maniera *meno* onerosa l'inverter.

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi è rivolto alla modellistica, analisi e controllo di un generatore asincrono a doppia alimentazione per turbine eoliche. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi del comportamento del DFIG in condizioni di guasto relative all'abbassamento di tensione.

Nei capitoli 1 e 2 sono stati descritti i sistemi di produzione di energia eolica, enfatizzando pregi e difetti dell'utilizzo del generatore asincrono a doppia alimentazione.

Nel capitolo 3 è stato dapprima affrontato il tema della modellistica del sistema, a partire dal noto modello a 5 parametri della macchina asincrona basata sulla teoria fasoriale. Tale modello è stato implementato utilizzando i parametri di targa di una macchina reale. Si è quindi discusso il progetto degli anelli di controllo delle correnti e della velocità angolare della macchina tramite classici regolatori PI (controllo FOC-PI), mettendo in risalto l'esigenza di azioni di compensazione delle non linearità in anello aperto basate sulla stima dello stato del sistema. Studiando il comportamento a regime del sistema, si è poi evidenziata la presenza di una oscillazione poco smorzata ad una frequenza circa pari a quella di rete (50 Hz), legata alla dinamica del flusso di statore.

Per comprendere l'origine di tale oscillazione, nel capitolo 4 è stata effettuata l'analisi della stabilità del sistema in funzione delle correnti di lavoro. A tal fine, data la complessità del modello completo della macchina, si è ricavato un modello ridotto che ha come variabili di stato il flusso di statore e la differenza tra l'angolo di rete e l'angolo del flusso. L'analisi sul modello ridotto ha messo in luce la presenza di una coppia di poli complessi coniugati poco smorzati alla frequenza di circa 50 Hz, la cui parte reale dipende dalla corrente rotorica d'asse diretto. In particolare esiste un valore limite di questa corrente, oltre il quale i poli divengono instabili. Tale limite si ripercuote sulla massima potenza reattiva che può essere richiesta dalla rete senza provocare l'instabilità del DFIG.

Nel capitolo 5 è stata studiata la risposta del DFIG, controllato mediante controllo FOC-PI, ad un abbassamento di tensione. Analiticamente si è dimostrato che al verificarsi del guasto il convertitore diviene soggetto a sovra-tensioni e sovra-correnti

che rendono indispensabile il sovra-dimensionamento del componente per evitare che subisca danni irreversibili. Si è quindi discussa la possibilità di implementare un controllore alternativo, maggiormente robusto rispetto al guasto, in modo da contenere le sovra-correnti e ridurre la necessità di sovra-dimensionamento del convertitore.

Nel capitolo 6 è stato pertanto proposto e progettato un controllore basato sul principio dello sliding mode. I due diversi controllori sono stati confrontati mediante apposite cifre di merito, tese a evidenziare il comportamento del sistema ad anello chiuso durante il guasto. Tale confronto ha messo in luce i vantaggi del regolatore sliding mode rispetto al PI nell'affrontare un abbassamento di tensione, accompagnati però dalla consapevolezza della necessità di un'analisi più approfondita, in collaborazione con esperti di progettazione di inverter, per stabilire l'eventualità di sovradimensionare in maniera meno onerosa l'inverter in risposta al LVRT.

Sviluppi futuri

Il lavoro svolto in questa Tesi pone numerosi spunti per futuri sviluppi.

- ✓ Per proteggere l'inverter che alimenta il rotore, oltre al sovradimensionamento, esistono soluzioni che limitano le sovratensioni, come, ad esempio circuiti *crowbar*. Si potrebbe però pensare di studiare una soluzione che preveda, in caso di guasto, lo scollegamento dei morsetti di statore, mentre l'inverter collegato alla rete alimenta il guasto, mediante iniezione di potenza reattiva. In questo modo il generatore non risulta scollegato dalla rete, continua ad alimentare il guasto in modo controllato e la tensione di rotore non presenta sovratensioni.
- ✓ Per risolvere il problema delle oscillazioni del flusso di statore presenti alla frequenza di rete, si potrebbe pensare di inserire delle "resistenze attive" che abbiano il compito di smorzare tali oscillazioni.
- ✓ Per risolvere il problema della instabilità nella quale il sistema si ritrova, una volta raggiunto il valore critico della corrente rotorica, potrebbe essere interessante provare ad applicare una tecnica di controllo ad *assegnamento dei poli*.
- ✓ Poiché lo sliding mode control è stato implementato con riferimento ad un processo *lineare* e sfruttando delle azioni di compensazione la cui accuratezza proviene da stimatori, sarebbe importante sviluppare un regolatore di tipo *High Order Sliding Mode* che elimini la dipendenza dalle azioni di feedforward
- ✓ Sarebbe infine interessante valutare quale sia la legge di controllo ottimale durante il guasto, rispetto ad una precisa cifra di merito (ad esempio, la varianza o il picco della corrente circolante nell'inverter). A tal scopo, si potrebbe quindi applicare, almeno off-line, il controllo ottimo, in modo da definire quale sia il riferimento di prestazione per i controllori implementabili in real-time.

Bibliografia

Ackermann, Thomas. «Wind Power in Power Systems.»

Aoyang Han, Zhe Zhang, Xianggen Yin Yang Wang. «Study of the Factors Affected the Rotor Overcurrent.»

Costanza, Luca. «GESTIONE DEI GUASTI IN UNA RETE MULTITERMINALE IN CORRENTE CONTINUA PER CENTRALE EOLICA OFFSHORE.»

D'Armetta, Natale. «Il minieolico: tecnologia ed applicazioni.» Università degli studi di Palermo, A.A. 2004/05.

Dezza, Francesco Castelli. «Dispense del corso di Elettronica di Potenza .» 2009.

Dotoli, Mariagrazia. «TECNICHE DI CONTROLLO SLIDING MODE.»

E.Jhonson, Lucy Y. Pao and Kathryn. «A tutorial on the dynamics and Control of wind turbines.» 2009.

Gattuso, Alessandro, e Emanuele Vagge. *Studio, simulazione e prototipazione di un convertitore modulare*. Politecnico di Milano: Tesi di Laurea Specialistica, 2009.

Guagliardi, F. Pretolani, S. Spelta. «REALIZZAZIONE E TEST DI UN MODELLO MATEMATICO DI.»

Guardabassi, Guido. «Dispense del corso di Controllo non lineare.» 2009.

Hansen, Martin. *Aerodynamics of wind turbines*.

Heier, Siegfried. *Wind Energy Conversion Systems*.

Jiaxin Ning, Wenzhong Gao and Joseph Ojo. «Decoupled Control of Doubly Fed Induction.»

Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan. «Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip.»

M.N. Mansouri, M.F. Mimouni, B. Benghanem, M. Annabi. «Simulation model for wind turbine with.»

Manigrasso, Renato, Fernando Luigi Mapelli, e Marco Mauri. *Azionamenti Elettrici*. Bologna: Pitagora Editrice, 2007.

Mohsen Rahimi, Mostafa Parniani. «Grid-fault ride-through analysis and control of wind turbines with doubly fed.»

Ned Mohan, Tore M. Undeland, William Robbins. *Power Electronics*.

Paolo Bolzern, Riccardo Scattolini, Nicola Schiavoni. *Fondamenti di Controlli Automatici*. 2004.

Patnaik, Ishan. «WIND AS A RENEWABLE SOURCE OF ENERGY.»

Perfetti, Renzo. *Circuiti Elettrici*. 2003.

Perruquetti, Wilfrid. *SLIDING MODE control in Engineering*. 2002.

Petterson, Andreas. «Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines.» 2005.

Rasila, Mika. «Torque- and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine.»

Renato Manigrasso, Marco Mauri, Ferdinando Luigi Mapelli. *Azionamenti Elettrici*.

Rongxi Wang, Fei Lin, Ruixiang Hao, Xiaojie You, Trillion Q Zheng. «VSCF Doubly-Fed Induction Generator Control.»

Rosas, Pedro. *DYNAMIC INFLUENCES OF WIND POWER ON THE POWER SYSTEM*. 2003.