



UPPSALA  
UNIVERSITET

UPTEC F13 001

Examensarbete 30 hp  
Februari 2013

# Dynamisk modellering av vindkraft

En studie av dynamiska beteenden hos inbyggda  
vindkraftmodeller i PSS/E

---

Petter Glantz



UPPSALA  
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet  
UTH-enheten

Besöksadress:  
Ångströmlaboratoriet  
Lägerhyddsvägen 1  
Hus 4, Plan 0

Postadress:  
Box 536  
751 21 Uppsala

Telefon:  
018 – 471 30 03

Telefax:  
018 – 471 30 00

Hemsida:  
<http://www.teknat.uu.se/student>

## Abstract

Dynamisk modellering av vindkraft i PSS/E

### **Dynamic modelling of wind turbine generators in PSS/E**

---

*Petter Glantz*

This thesis deals with dynamic wind turbine models in Power System Simulator for Engineering (PSS/E) used by Svenska Kraftnät for analysis of the national power grid. The objective of the thesis is to see whether vendor specific wind turbine models for dynamic simulations can be replaced by the built-in wind turbine models in PSS/E. Both doubly fed induction generator (DFIG) and full converter wind turbines are studied. Results show that a generic representation using the built-in PSS/E model can be used for DFIG turbines with the parameters recommended in this thesis. However, limitations in the built-in model for full converter wind turbines made a generic representation infeasible in PSS/E. In summary, the built-in models are not yet flexible enough to fully fit the transient behavior of an arbitrary vendor specific wind turbine in case of system faults.

Handledare: Katherine Elkington  
Ämnesgranskare: Sandra Eriksson  
Examinator: Tomas Nyberg  
ISSN: 1401-5757, UPTec F13 001

# Sammanfattning

Detta examensarbete behandlar dynamiska vindkraftmodeller i simuleringsprogrammet Power System Simulator for Engineering (PSS/E) som används av Svenska Kraftnät vid analyser av det svenska stamnätet. Syftet med examensarbetet har varit att förenkla Svenska Kraftnäts hantering av vindkraftmodeller vid olika analyser av nya vindkraftparker som ska kopplas in på stamnätet. Detta gjordes genom att undersöka om dagens modellering av vindkraft, bestående av negativa laster och tillverkarspecifika vindkraftmodeller, kan ersättas av en generisk representation med de modeller som finns inbyggda i PSS/E. Rapporten ger en teoretisk beskrivning av vilka tekniker som används i vindkraften idag och hur de vindkraftmodeller som används i PSS/E är utformade. För de inbyggda modellerna i PSS/E har både vindkraftverk med dubbelmatad asynkrongenerator (DFIG) och vindkraftverk med fulleffektomriktare studerats. Resultaten visar att en generisk representation av vindkraftverk med DFIG kan göras med den inbyggda modellen i PSS/E med de parametervärden som finns rekommenderade i denna rapport. I den inbyggda modellen för fulleffektomriktare finns dock begränsningar som gör det olämpligt att använda en generisk representation för denna vindkraftstyp. Övriga slutsatser som dragits är att de inbyggda vindkraftmodellerna i PSS/E inte är tillräckligt flexibla för att fullständigt kunna representera ett dynamiskt beteende från en godtycklig tillverkare i händelse av ett systemfel.

# Förkortningar

AGO	-	Advanced Grid Option
DFIG	-	Doubly Fed Induction Generator
EPRI	-	Electric Power Research Institute
FC	-	Full Converter
FRT	-	Fault Ride Through
HVRCL	-	High Voltage Reactive Current Logic
LVACL	-	Low Voltage Active Current Logic
LVPL	-	Low Voltage Power Logic
PAM	-	Phase Angle Mode
PLL	-	Phase Locked Loop
PSS/E	-	Power System Simulator for Engineers
TSO	-	Transmission System Operator
UVRT	-	Under Voltage Ride Through
VCS	-	Vestas Converter System
ZPM	-	Zero Power Mode

# Innehållsförteckning

Sammanfattning .....	1
Förkortningar .....	2
1 Inledning.....	5
1.1 Power System Simulator for Engineering (PSS/E).....	5
1.2 Mål .....	5
1.3 Avgränsningar och antaganden.....	6
1.4 Rapportens struktur .....	6
2 Vindkraftverk.....	6
2.1 Vindkraftverk med konstant eller variabelt varvtal.....	6
2.2 Typer av vindkraftverk .....	7
2.2.1 Typ I – Vindkraftverk med konstant varvtal.....	8
2.2.2 Typ II – Vindkraftverk med begränsat variabelt varvtal .....	9
2.2.3 Typ III - Vindkraftverk med dubbelmatad asynkrongenerator (DFIG).....	10
2.2.4 Typ IV – Vindkraftverk med fulleffektomriktare.....	13
3 Inbyggda vindkraftmodeller i PSS/E .....	13
3.1 Vindkraftmodell med DFIG.....	13
3.1.1 Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT3E1) .....	14
3.1.2 Generatormodell (WT3G2).....	18
3.1.3 Turbinmodell (WT3T1) .....	20
3.1.4 Pitchmodell (WT3P1) .....	23
3.2 Vindkraftmodell med fulleffektomriktare i PSS/E .....	24
3.2.1 Generatormodellen - (WT4G2) .....	25
3.2.2 Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT4E2).....	25
4 Simuleringar i testnät.....	27
4.1 Testnätets utseende.....	27
4.2 Simulerat systemfel .....	27
4.3 Lastflöde .....	27

5	Dynamisk anpassning av tillverkarspecifika modeller med PSS/Es inbyggda DFIG modell.....	29
5.1	<i>Källimpedans</i> .....	29
5.2	<i>Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT3E1)</i> .....	31
5.3	<i>Generatormodell (WT3G2)</i> .....	34
5.4	<i>Turbinmodell (WT3T1)</i> .....	38
5.5	<i>Pitchmodell (WT3P1)</i> .....	43
5.6	<i>Simuleringsresultat</i> .....	44
5.6.1	<i>Aktiv effekt</i> .....	44
5.6.2	<i>Reaktiv effekt och terminalspänning</i> .....	47
6	Dynamisk anpassning av tillverkarspecifika modeller med PSS/Es inbyggda modell med full-effektomriktare.....	52
7	Diskussion .....	57
8	Slutsats.....	57
9	Fortsatt arbete .....	58
10	Litteraturförteckning .....	59
	Appendix .....	61
A.	Parametervärden för att representera GEs vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell.....	61
B.	Parametervärden för att representera Vestas vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell.....	65
C.	Parametervärden för att representera ett generiskt vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell.....	69
D.	Parametervärden för att representera Siemens vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell .....	73

# 1 Inledning

Under det senaste decenniet har utbyggnaden av vindkraft ökat markant i Sverige. Denna ökning innebär högre påfrestningar på elnätet som ska klara av att transportera elen på ett balanserat och tillförlitligt sätt. Svenska Kraftnät är ett statligt affärsverk som ansvarar för stamnätets funktion i Sverige och ser till att det finns en balans mellan tillförd och uttagen effekt i det svenska elsystemet [1]. Arbetet innefattar bland annat dynamiska analyser av olika störningar som kan inträffa i stamnätet. Dessa analyser görs i ett simuleringsprogram där alla större komponenter i det nordiska elsystemet finns representerat. Fram till idag har vindkraften simulerats med externa modeller som är specifika för enskilda tillverkare av vindkraftverk. Detta skiljer sig från hur övrig elproduktion representeras i elnätet som i huvudsak är modellerat med standardmodeller som finns inbyggda i det simuleringsprogram som Svenska Kraftnät använder. I och med den påtagligt ökande vindkraften så vill nu Svenska Kraftnät förenkla hanteringen av vindkraftmodellerna, vilket är anledningen till att detta examensarbete har tagits fram. Syftet är att undersöka hur väl vindkraftens dynamiska påverkan på stamnätet kan representeras av de standardmodeller som finns inbyggda i simuleringsprogrammet jämfört med dagens externa, tillverkarspecifika vindkraftmodeller.

## 1.1 Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

Power System Simulator for Engineering (PSS/E) är det simuleringsprogram som Svenska Kraftnät använder sig av vid tekniska studier av det svenska elnätet. PSS/E är inget realtidsprogram utan används exempelvis för att analysera hur effektlödet i elnätet kan komma att påverkas om en ny komponent såsom en generator eller kraftledning kopplas in på nätet. I PSS/E kan dels statiska lastflödesanalyser göras men även dynamiska simuleringar görs för att analysera hur kortare avbrott eller andra störningar i elnätet påverkar systemets balans. I detta examensarbete har fokus varit att undersöka hur dynamiska beteenden skiljer sig hos olika vindkraftmodeller vid simuleringar i PSS/E.

## 1.2 Mål

Målen för detta examensarbete är uppdelade i ett antal moment som ska uppnås:

1. Undersöka hur väl en vindkraftparks dynamiska beteende kan återskapas om tillverkarnas egna vindkraftsmodeller ersätts med PSS/Es inbyggda modell.
2. Ta fram generiska parametrar för PSS/E:s inbyggda vindkraftmodeller så att de på bästa sätt motsvarar den tillverkarspecifika modelleringen som används idag.
3. Ta fram underlag för vilka parametrar Svenska Kraftnät ska begära in i samband med anslutningsförfrågningar för nya vindkraftsparker för att effektivt kunna modellera dem med standardiserade modeller.

### 1.3 Avgränsningar och antaganden

Antalet tillverkare vars vindkraftmodeller som studerats har begränsats till fyra stycken samt två av PSS/Es inbyggda modeller för vindkraft. De analyser som gjorts och de slutsatser som dragits avser enbart fel med kortare spänningsfall i det elnät som vindkraftparken är kopplad till.

### 1.4 Rapportens struktur

Rapporten är uppbyggd så att läsaren inledningsvis ska få en teoretisk förståelse av vilka tekniker som används i dagens vindkraft och hur de vindkraftmodeller som används i PSS/E är utformade. I dessa kapitel förväntas läsaren ha kunskap om grundläggande begrepp inom vindkraft, elkraft och reglerteknik. Efter teorin följer rapportens metoddel. Dessa avsnitt är skrivna med avsikten att läsaren ska få en beskrivning av hur olika tillverkarspecifika modeller kan anpassas med de standardiserade, inbyggda vindkraftmodellerna i PSS/E. Detta innefattar en redogörelse för vilka begränsningar som finns i modellerna samt olika exempel på anpassningar av de tillverkarspecifika modeller som studerats.

## 2 Vindkraftverk

I detta kapitel ges en teoretisk bakgrund av vindkraft och vilka tekniker som används i olika typer av vindkraftverk. Avsnitt 2.1 redogör skillnaden mellan vindkraftkraftverk med konstant och variabelt varvtal. Dessa två grupper kan vidare delas in i fyra olika typer av vindkraftverk med avseende på regler-system, generator och på vilket sätt vindkraftverket är kopplat till elnätet. Detta beskrivs utförligt i avsnitt 2.2.

### 2.1 Vindkraftverk med konstant eller variabelt varvtal

Grundprincipen för vindkraft baseras på att kunna överföra mekanisk effekt till elektrisk effekt som kan matas in på elnätet. Den mekaniska effekten överförs från den effekt som finns i vinden via vindkraftverkets turbin. Effekten som finns att tillgå i vinden beskrivs vidare av

$$P_{vind} = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (2.1)$$

där  $\rho$  är luftens densitet,  $A$  är den area som turbinbladen sveper över och  $v_v$  är vindhastigheten. Beroende på förhållandet,  $\lambda$ , mellan bladspetsens hastighet och vindhastigheten enligt

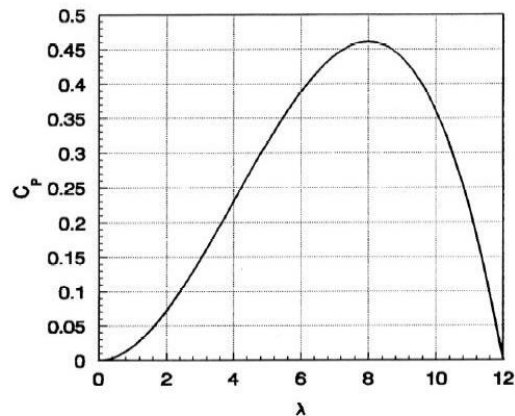
$$\lambda = \frac{\omega R}{v_v} \quad (2.2)$$

där  $\omega$  är hastigheten på turbinen och  $R$  är turbinbladens längd, så absorberar turbinen olika stor bråkdel,  $C_p$ , av effekten i vinden som sedan överförs till mekanisk effekt. Den mekaniska effekten beskrivs därför som

$$P_{mek} = C_p(\lambda) P_{vind} \quad (2.3)$$



Ett exempel på hur sambandet mellan  $C_p$  och  $\lambda$  kan se ut visas i Figur 2.1. I figuren kan det noteras att vindkraftverket kan arbeta vid maximalt  $C_p$  genom att hålla  $\lambda$  konstant ( $\lambda$  lika med 8 i detta exempel). Vid en jämförelse med ekvation (2.2) så betyder detta att turbinbladens hastighet,  $\omega$ , måste variera om vindhastigheten varierar för att kunna uppnå konstant  $\lambda$ .



Figur 2.1: Exempel på sambandet mellan effektkoefficienten och hastighetsförhållandet mellan turbinblad och vind [2]

Vindkraftverk kan vidare delas in två olika huvudkategorier beroende på om vindturbinen drivs med konstant eller variabelt varvtal. Med konstant varvtal menas att vindturbinen alltid roterar med samma hastighet oavsett variationer i vinden. Hastigheten som turbinen roterar med bestäms av frekvensen på det nät som generatorns stator är kopplad till. Baserat på frekvensen vid statorn så kommer rotorn att rotera med motsvarande hastighet som i sin tur bestämmer hastigheten på turbinen via en växellåda. I vissa fall kan dock vindturbiner med konstant varvtal justeras till att anta två olika hastigheter genom att koppla in eller ur magnetiska polpar i generatorn. Vindkraftverk med variabelt varvtal är däremot desto vanligare i dagens vindkraftsindustri. Dessa vindkraftverk kan variera turbinens hastighet för att hålla  $\lambda$  konstant vid maximalt  $C_p$  och på så sätt optimera mängden effekt som absorberas från vinden inom ett brett intervall av vindhastigheter [2].

Med konstant hastighet på turbinen så har vindkraftverken ingen möjlighet att följa variationer i vinden och har därför begränsad möjlighet att alltid absorbera maximal effekt från vinden. Därför är vindturbiner med konstant varvtal inte lika energieffektiva vad gäller omvandling från energin i vinden till elektrisk energi som vindturbiner med variabelt varvtal. För att kunna variera hastigheten på turbinen så krävs således att hastigheten på generatorns rotor varieras. Olika tekniker används för att behålla en konstant frekvens på den ström som levereras till elnätet och samtidigt kunna variera generatorns hastighet. Dessa typer kommer att beskrivas närmare i avsnitt 2.2.2 - 2.2.4

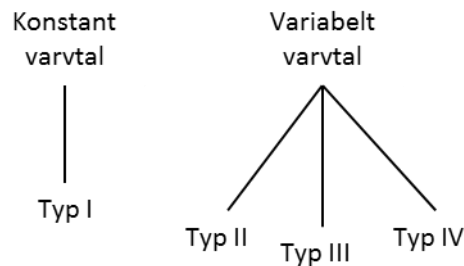
## 2.2 Typer av vindkraftverk

Från de huvudkategorier som beskrivits ovan kan vindkraftverk delas upp i fyra olika typer av uppsättningar:

1. Typ I - Vindkraftverk med konstant varvtal
2. Typ II - Vindkraftverk med begränsat variabelt varvtal

3. Typ III - Vindkraftverk med dubbelmatad asynkrongenerator
4. Typ IV - Vindkraftverk med fulleffektsomriktare

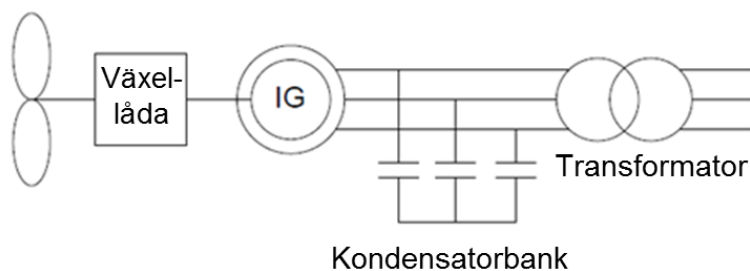
Detta avsnitt kommer att ge en beskrivning av samtliga fyra typer. Men med undantag från detta avsnitt så kommer Typ I och Typ II inte att behandlas i detta examensarbete med anledning av att de inte är lika vanligt förekommande i större vindkraftparker och man uppskattar att majoriteten av de framtida vindkraftsparkerna kommer att bestå av vindkraftverk av Typ III eller Typ IV. Anledningen är att dessa typer har möjlighet att variera hastigheten på turbinen för ett brett intervall av vindhastigheter, se kapitel 2.1.



Figur 2.2: Kategorisering av vindkraftverkstyper

### 2.2.1 Typ I – Vindkraftverk med konstant varvtal

Denna typ av vindturbin var vanligt förekommande under början av 1990-talet [3]. Till skillnad från de tre övriga typerna så hålls rotationshastigheten på rotorn i generatorn, och därmed även turbinen, konstant oberoende av vindhastigheten. Hastigheten bestäms utifrån frekvensen i det elnät som vindkraftverket är kopplad till, antalet poler i generatorn samt växellådans egenskaper. I Figur 2.3 visas uppställningen av ett vindkraftverk av Typ I. Den använder sig av en burlindad asynkrongenerator som är shuntkopplad med en kondensatorbank till en transformator som sammankopplar vindkraftverket med det övriga elnätet. Med burlindad rotor menas att rotorn har aluminium- eller kopparstänger sammankopplade liknande ett ekorrhjul.



Figur 2.3: Vindkraftverk med konstant varvtal (Typ I) [3]

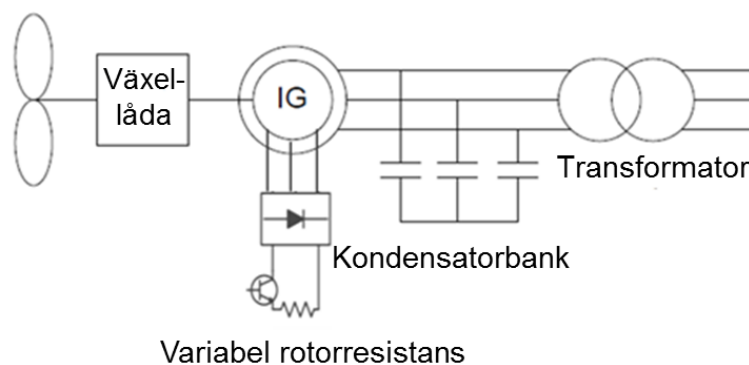
Trots att turbinrotorns varvtal är konstant så kommer variationer i vindhastigheten ändå orsaka små fluktuationer i turbinens rotationshastighet som överförs från den mekaniska effekten i turbinen hela vägen till uteffekten som matas in på elnätet. Dessa fluktuationer orsakar även påfrestningar på mekaniska delar i vindkraftverket. Vidare så kräver alla asynkrongeneratorer reaktiv effekt för att bibehålla en magnetisering av rotorn i generatorn. Denna reaktiva effekt absorberas direkt från elnätet vilket kan or-

saka små lokala spänningsfall. För att undvika detta så kopplar man in en kondensatorbank i shunt mellan transformatorn och asynkrongeneratoren för att kompensera för den absorberade reaktiva effekten.

Fördelarna med denna typ av vindkraftverk är att de är väl beprövade, de är enkla och robusta och kräver ingen inbyggd reglerutrustning. Att hålla ett konstant varvtal på turbinrotorn medför dock en hög mekanisk påfrestning på roterande delar i vindkraftverket. En annan nackdel är att det inte går att kontrollera mängden reaktiv effekt som absorberas av generatoren [4].

## 2.2.2 Typ II – Vindkraftverk med begränsat variabelt varvtal

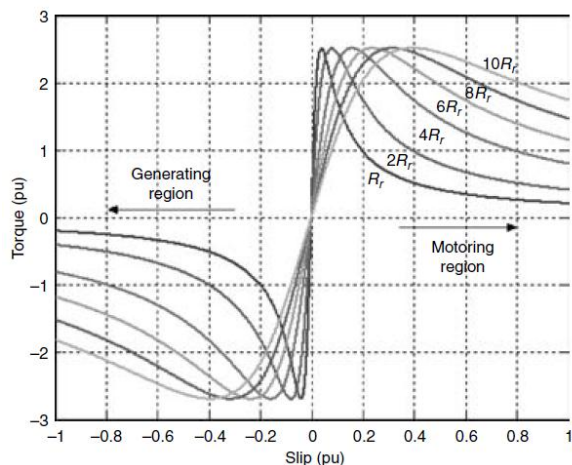
Ett vindkraftverk av Typ II liknar till stor del Typ I i uppställningen, se Figur 2.4.



Figur 2.4: Vindkraftverk med begränsat variabelt varvtal (Typ II) [3]

Precis som Typ I så använder sig Typ II av en asynkrongenerator, men här med en lindad rotor, *wound rotor induction generator* (WRIG), samt en kondensatorbank i shunt mellan generatoren och elnätet för reaktiv effektkompensering. En WRIG är i stort sett uppbyggd på samma sätt som en vanlig burlindad asynkrongenerator. Det som skiljer sig är att istället för att rotorn består av en bur med aluminium- eller kopparstänger så är stängerna ersatta med kopparlindningar. Dessa lindningar skapar elektromagnetiska poler som interagerar med statorns poler när ström flyter genom rotorn. Fördelen med att använda lindningar i rotorn istället för en bur är att man kan kontrollera den ström som flyter genom rotorn genom att till exempel koppla in justerbara resistanser, så kallade reostater, via släpringar och borstar till varje fas på rotorn. Med reostaten kan man anpassa resistansen i rotorns lindning och därmed reglera strömmen som flyter genom lindningarna. På så sätt kan man reducera extrema strömtoppar vid uppstartandet av generatoren genom att applicera en hög resistans till rotorlindningarna som ger ett maximalt vridmoment vid start.

Allt eftersom hastigheten på rotorn i generatoren ökar så reducerar reglersystemet resistansen så att rotorn mer och mer liknar en klassisk burlindad rotor [5]. Detta innebär att generatoren även kan anpassa sig till variationer i vinden genom att reglera mängden ström som matas till rotorn och därmed justera generatorns hastighet [6]. Med andra ord så kan rotorns hastighet ökas med ökad vindhastighet genom att öka resistansen i rotorn och på så sätt uppnå maximalt vridmoment trots att släpet mellan rotor och stator ökar, se Figur 2.5.

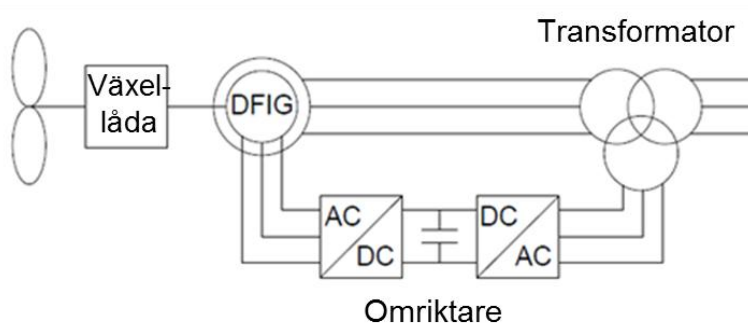


Figur 2.5: Vridmoment som funktion av rotorns släp relativt statorn [2]

En nackdel med denna konstruktion är dock att intervallet som turbinens hastighet kan varieras inom är relativt smalt jämfört med övriga vindturbin typer med variabelt varvtal (ca 10 % intervall), vilket därmed begränsar möjligheten att absorbera optimal mängd effekt från vinden. En annan nackdel är också att energi går förlorad i form av värme i resistorerna vilket minskar effektiviteten på generatorm jämfört med andra vindkraftstyper där man använder frekvensomriktare istället för resistanser [4].

### 2.2.3 Typ III - Vindkraftverk med dubbelmatad asynkron generator (DFIG)

Den dubbelmatade asynkron generatorn, även benämnd som *doubly fed induction generator* (DFIG), är idag en vanligt förekommande generator inom vindkraftsindustrin [7]. Namnet indikerar på att generatorm är kopplad till utterminalen på vindkraftverket från både statorn och från rotorn. Statorn är direkt kopplad till utterminalen medan rotorn kopplas till en frekvensomriktare och sedan vidare till utterminalen, se Figur 2.6 som visar en schematisk bild av ett vindkraftverk med DFIG.

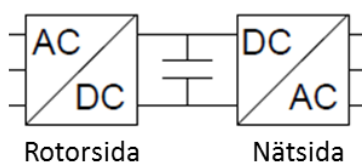


Figur 2.6: Vindkraftverk med dubbelmatad asynkron generator [3]

Den grundläggande principen med DFIG är att den kan tillåta en varierande hastighet på turbinen trots att frekvensen vid statorn är konstant genom att antingen mata eller absorbera effekt till och från rotorn. Den dubbelmatade asynkron generatorn använder, precis som vindkraftverk av Typ II, en lindad generatorrotor. I en dubbelmatad asynkron generator så kan reostaterna som beskrevs i fallet hos Typ II ersättas av en frekvensomriktare som tar vara på den energi som annars går förlorad i resistorerna och gör således generatorm mer effektiv. DFIG används till stor del i vindkraftverk eftersom att en DFIG kan variera has-

tigheten på vindkraftsturbinen vid varierad vind. En ytterligare fördel som gjort DFIG attraktiv hos många tillverkare är att endast cirka 30 % av den totala effekten som genereras behöver passera genom frekvensomriktaren, vilket reducerar energiförluster i omriktaren jämfört med den vindkraftstyp (Typ IV) där all effekt måste passera omriktaren. Även produktionskostnaden för omriktaren reduceras då den inte behöver dimensioneras för generatorns totala effektuttag [7].

Frekvensomriktaren består av två AC-DC omriktare ihopkopplade med en DC länk, där den ena omriktaren är kopplad till generatorns rotor och den andra till det externa elnätet, se Figur 2.7. Rotorsidans omriktare har som uppgift att reglera det elektromagnetiska vridmomentet på rotorn samt reglera effektvinkeln vid statorterminalen [6] [7] [8]. Nätsidans omriktare har som uppgift att reglera DC spänningen mellan AC-DC omvandlarna samt anpassa frekvensen på den ström som matas till elnätet.



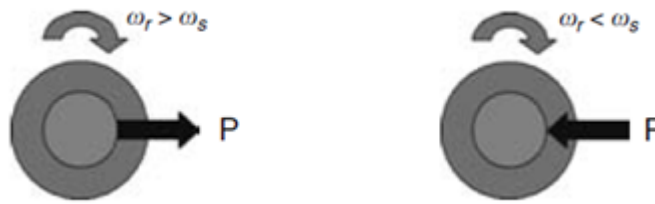
Figur 2.7: Frekvensomriktare i ett vindkraftverk av Typ III

För asynkrogeneratorer så gäller att hastigheten på rotorn måste överstiga den synkrona hastigheten för att effekt ska kunna genereras (motsatt gäller för en asynkronmotor). Grunden till detta är, enligt Faraday's lag, att det krävs en hastighetsskillnad mellan magnetfältet runt statorn och magnetfältet runt rotorn för att en spänning ska kunna induceras. Rotorns rotation uppkommer således av att magnetflödeslinjerna vid statorn skär kopparlindningarna på rotorn som medför att en spänning induceras och en kraft verkar på rotorn. Till skillnad från en vanlig asynkrogenerator så induceras ingen spänning i rotorn i en DFIG. Rotorspänningen regleras istället av rotorsidans omriktare som matar rotorn med reaktiv effekt för att upprätthålla ett magnetfält runt rotorn. För tillfällen då rotorns hastighet behöver understiga den synkrona hastigheten så kommer rotorsidans omriktare att fungera som en växelriktare och nätsidans omriktare som en likriktare. Då matas effekt med en viss frekvens från elnätet till rotorn för att minska rotorns hastighet trots att frekvensen vid statorn fortfarande är konstant. Omvänt så kommer rotorsidans omriktare användas som likriktare och nätsidans omriktare som en växelriktare då rotorns hastighet överstiger synkronhastigheten. Då absorberas istället effekt med en viss frekvens från rotorn och matas via frekvensomriktaren till elnätet, se Figur 2.8. Ekvation (2.4) och (2.5) visar att tecknet för rotorns effektflöde,  $P_r$ , beror på tecknet på släpet,  $s$ . Positivt tecken på  $P_r$  innebär att effekt matas från rotorn medan negativt tecken indikerar att effekt matas till rotorn:

$$P_r \approx -sP_s \quad (2.4)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.5)$$

där  $P_r$  är effekten till eller från rotorn,  $P_s$  är effekten till statorn,  $s$  är rotorns släp,  $\omega_s$  och  $\omega_r$  är synkronhastigheten respektive rotorhastigheten [2].



Figur 2.8: Rotorns effektutbyte i en DFIG vid över- och undersynkrona hastigheter [2]

Eftersom vindkraftverken som studeras i denna rapport antas vara kopplade till ett elnät med en given frekvens så betyder detta att generatorns stator har en given frekvens som är konstant och lika med elnätets frekvens. För en enkelmatad asynkrongenerator så beror då rotorns hastighet på frekvensen vid statorn, generatorns släp samt antalet poler enligt ekvation

$$n_{rotor} = \frac{f_{stator} \cdot 120(1 - s)}{N_{poler}} \quad (2.6)$$

där  $n_{rotor}$  är hastigheten på rotorn i rpm,  $f_{stator}$  är frekvensen vid statorn i Hz, och  $N_{poler}$  är antalet magnetiska poler.

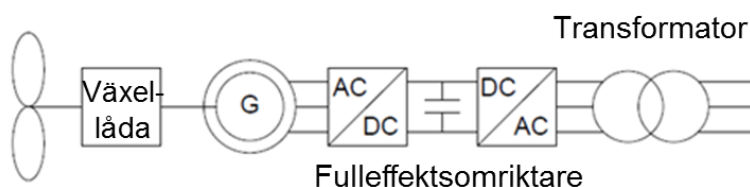
För en dubbelmatad asynkrongenerator så varierar det roterande magnetfältet som skapas vid rotorn även med frekvensen på den växelström som matas från rotorsidans omriktare till lindningen på rotorn. I detta fall så kan alltså hastigheten på rotorn anpassas genom att variera det roterande magnetfält som uppkommer av den växelriktade magnetiseringsströmmen. Hastigheten på magnetfältet, och därmed frekvensen, vid statorn kan då istället beskrivas enligt ekvation

$$f_{rotor} = f_{stator} - \frac{n_{rotor} \cdot N_{poler}}{120} \quad (2.7)$$

där  $f_{stator}$  är frekvensen vid statorn i Hz,  $n_{rotor}$  är hastigheten på generatorrotorn i rpm,  $N_{poler}$  är antalet magnetiska poler och  $f_{rotor}$  är frekvensen i Hz på växelströmmen som matas till eller från rotorn. Detta implicerar att man kan variera rotorns hastighet genom att variera magnetiseringsströmmens frekvens,  $f_{rotor}$ , efter rotorns rotationshastighet inom ett bredare intervall jämfört med fallet för ett vindkraftverk av Typ II [6].

## 2.2.4 Typ IV – Vindkraftverk med fulleffektsomriktare

Figur 2.9 visar hur ett vindkraftverk av Typ IV kopplas ihop med elnätet via en fulleffektsomriktare. Till skillnad från ett vindkraftverk av Typ III så är enbart generatorns stator kopplad till elnätet.



Figur 2.9: Vindkraftverk med fulleffektsomriktare (Typ IV) [3]

Sett från elnätssidan så betar sig ett vindkraftverk med fulleffektsomriktare näst intill identiskt oberoende av vilken typ av generator som används [9]. Det är dock vanligt förekommande att en synkrogenerator med flera magnetiska polpar används för att på så sätt tillåta en låg hastighet på rotorn. Fördelen med en låg generatorhastighet är att man i dessa fall kan undvika växellådan mellan turbin och generator, som i sin tur leder till lägre kostnad och färre rörliga delar [10]. En synkrogenerators rotor kan bestå av antingen permanentmagneter eller en kopparlindad rotor som matas med likström för att fungera som en elektromagnet. Generatoren kopplas sedan via statorn till en fulleffektsomriktare. Omriktaren närmast generatoren har som uppgift att omvandla växelström från generatoren till likström samt anpassa spänningen vid generatorns stator. Genom att kontrollera spänningen vid statorn kan omriktaren anpassa frekvensen på statorn, och därmed hastigheten på rotorn, inom ett brett intervall så att vindturbinen alltid roterar med optimal hastighet för att absorbera maximal effekt från vinden. Omriktaren närmast elnätet växelriktar likströmmen till elnätets frekvens och kan snabbt reglera förhållandet mellan aktiv- och reaktiv effekt som matas till elnätet [11].

En ytterligare fördel med användningen av en fulleffektsomriktare är att den kan hjälpa till att hålla balansen av reaktiv effekt och spänning i nätet och på så sätt bidra till stabilitet i elnätet [12]. Den kan även sänka produktionen av effekt i händelse av ett systemfel utan att behöva kopplas bort från elnätet och därefter bidra till att återställa systemet efter felet [9]. En nackdel är dock, till skillnad från Typ III, att fulleffektsomriktaren i Typ IV måste dimensioneras för vindkraftverkets nominella kapacitet, vilket ökar kostnaden jämfört med Typ III där omriktaren enbart behöver dimensioneras för cirka en tredjedel av kapaciteten, se föregående avsnitt.

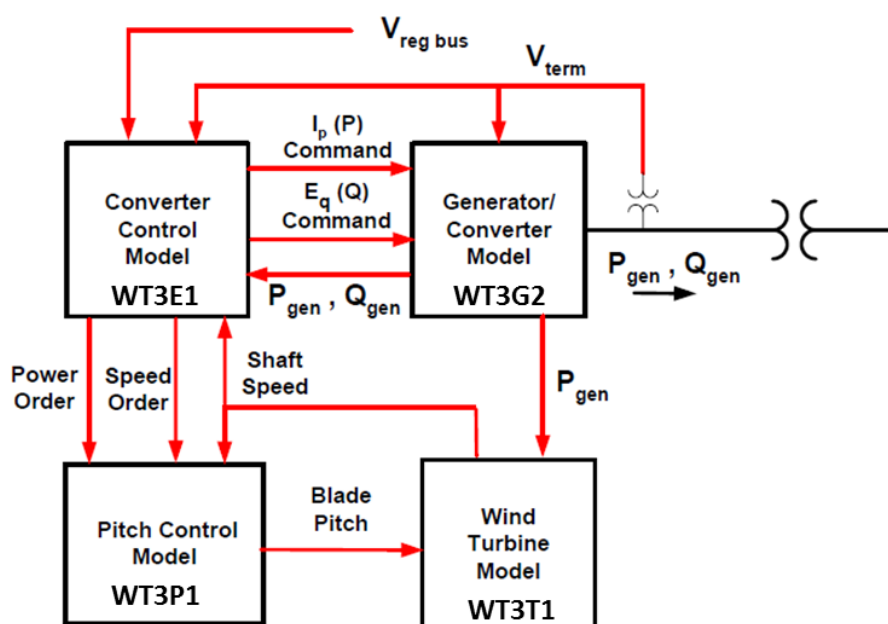
## 3 Inbyggda vindkraftmodeller i PSS/E

Detta kapitel beskriver de vindkraftmodeller av Typ III (DFIG) och Typ IV (fulleffektomriktare) som finns inbyggda i PSS/E version 33.0.

### 3.1 Vindkraftmodell med DFIG

En komplett överblick av PSS/Es DFIG modell visas i Figur 3.1. Den består av fyra olika delmodeller som behandlar egenskaperna hos respektive komponent i vindkraftverket. Varje delmodell innehåller ett

reglersystem med tillhörande blockdiagram och parametrar som ska anpassas med parametervärden som beskriver det specifika vindkraftverket. I vissa delmodeller finns även inställningar för hur användaren vill att vindkraftverket ska drivas samt hur många vindkraftverk som ingår i den vindkraftspark som ska simuleras. Dessa inställningar refereras som *Tillståndsp parametrar* i detta avsnitt. Funktionen hos varje delmodell samt in- och utparametrar i figuren beskrivs utförligt i avsnitt 3.1.1 - 3.1.4. En del begrepp kommer att refereras till den engelska benämningen för att undvika missförstånd och oklarheter vid eventuell jämförelse med dokumentationen i PSS/E version 33.0. Med återkoppling till teoriavsnittet för Typ III så kan det kortfattat beskrivas att omriktarens modell (WT3E1) och generatormodellen (WT3G2) i Figur 3.1 avser det reglersystem som styr hur omriktaren i en DFIG ska mata aktiv och reaktiv effekt till generator och elnät. Pitchmodellen (WT3P1) och turbinmodellen (WT3T1) avser de mekaniska egenskaperna med tillhörande styrsystem i ett vindkraftverk.



Figur 3.1: PSS/Es inbyggda vindkraftmodell med DFIG

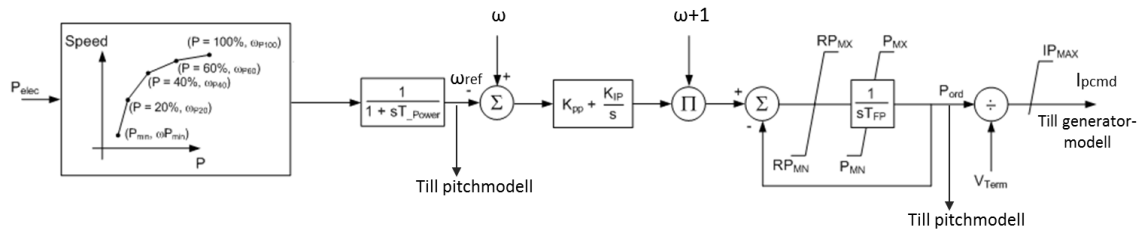
### 3.1.1 Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT3E1)

Det elektriska reglersystemet för omriktaren i ett vindkraftverk med DFIG modelleras i PSS/E med den så kallade "Converter Control Model" (WT3E1), som har som uppgift att reglera aktiv och reaktiv effekt i den dubbelmatade asynkrongeneratormodellen [13]. Modellen är uppbyggd av två olika reglersystem som reglerar aktiv respektive reaktiv effekt genom att mata två styrsignaler till generatormodellen som sedan beräknar hur mycket effekt som ska matas in i elnätet [14].

Styrsignalen som matas från det aktiva reglersystemet är en strömsignal,  $I_{pcmd}$ , som indikerar hur mycket aktiv ström som generatormodellen ska generera i generatormodellen. I Figur 3.2 visas ett blockdiagram över reglersystemet för den aktiva effekten och i Tabell 3.1 beskrivs vilka parametrar som ingår i den aktiva effektregeringen. Den genererade aktiva effekten,  $P_{elek}$ , används som insignal som först passerar en funktion som beskriver vilken rotationshastighet,  $\omega$ , som generatormodellen ska ha vid en specifik genererad effekt. Denna funktion är en interpolation baserad på fem punkter som ska anges i den elektriska reglermodellen, se Tabell 3.1. Resultatet från funktionen blir en referenshastighet,  $\omega_{ref}$ , som matas till pitch-



modellen via ett lågpasfilter med tidskonstanten  $T_{Power}$ . I den aktiva effektregeringen så jämförs sedan referenshastigheten,  $\omega_{ref}$ , med den faktiska rotationshastigheten,  $\omega$ , och det fel,  $\omega_{err}$ , som uppstår regleras via en PI regulator varvid en styrsignal för den aktiva effekten,  $P_{ord}$ , och aktiva strömmen,  $I_{pcmd}$ , beräknas fram. Styrsignalen för ström matas till generatormodellen och styrsignalen för aktiv effekt matas till pitchmodellen [4] [14].



Figur 3.2: Blockdiagram för den aktiva effektregeringen [15]

Tabell 3.1: Beskrivning av parametrarna i den aktiva effektregeringen

Parameter	Beskrivning
$\omega P_{Min}$	Rotorhastighet vid $P_{Min}$ , (pu)
$\omega P_{20}$	Rotorhastighet vid 20 % av märkeffekt, (pu)
$\omega P_{40}$	Rotorhastighet vid 40 % av märkeffekt, (pu)
$\omega P_{60}$	Rotorhastighet vid 60 % av märkeffekt, (pu)
$\omega P_{100}$	Rotorhastighet vid 100 % av märkeffekt, (pu)
$P_{Min}$	Minimal genererad effekt vid rotorhastigheten $\omega P_{100}$ , (pu)
$T_{Power}$	Tidskonstant i lågpasfilter, (s)
$K_{pp}$	Proportionalitetskonstant i vridmomentsregulator, (pu)
$K_{ip}$	Integrationskonstant i vridmomentsregulator, (pu)
$RP_{MN}$	Minimala tillåtna tidsderivata för aktiv effekt, (pu/s)
$RP_{MX}$	Maximala tillåtna tidsderivata för aktiv effekt, (pu/s)
$P_{MN}$	Minimal gräns för den aktiva effektens styrsignal, (pu)
$P_{MX}$	Maximal gräns för den aktiva effektens styrsignal, (pu)
$IP_{MAX}$	Maximal gräns för den aktiva strömmens styrsignal, (pu)
$T_{FP}$	Tidskonstant i lågpasfilter, (s)

Reglersystemet för reaktiv effekt är något mer komplext än det för den aktiva effekten då modellen inkluderar tre olika alternativ för hur den reaktiva effekten kan regleras, se Figur 3.3 som illustrerar hur reglersystemet för den reaktiva effekten ser ut. De olika regleralternativen: spänningsreglering, effektfaktorreglering och konstant reaktiv effektregering, styrs av en tillståndsparameter,  $Q_{flag}$ , som specificeras i

modellen beroende på vilken typ av reglering som ska användas. Nedan följer en beskrivning av de olika reglermetoderna.

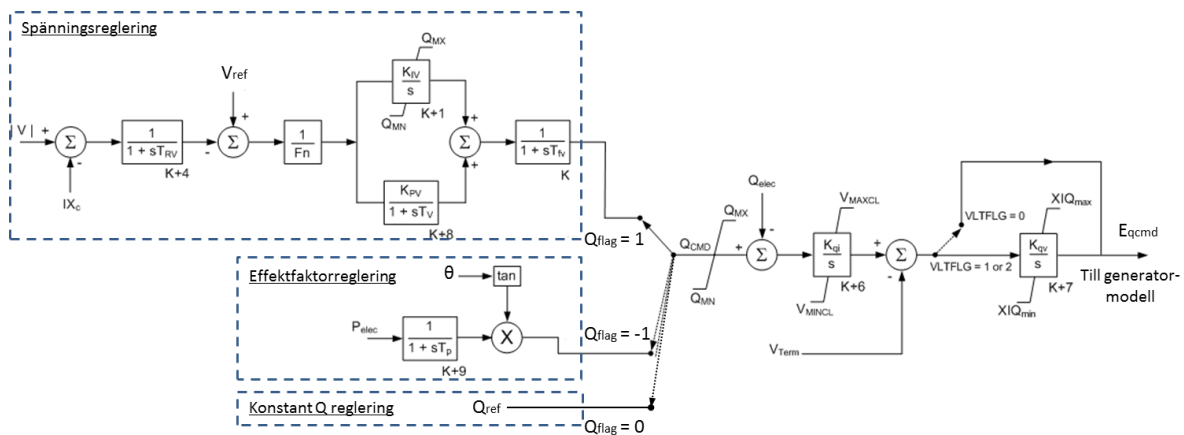
*Spänningsreglering* innebär att vindkraftverket kan reglera spänningen på en specificerad buss i elnätet (exempelvis vindkraftparkens knutpunkt till elnätet) genom att reglera inmatningen av reaktiv effekt. Vid aktiverad spänningsreglering som jämför spänningen,  $|V|$ , vid den buss som ska spänningsregleras med en referensspänning,  $V_{ref}$ . Det fel som skapas regleras sedan i en PI regulator för att beräkna styrsignalen  $Q_{cmd}$ . Om den reglerade bussen är annan än vindkraftverkets terminalbuss så kan modellen kompensera för spänningsfallet med avseende på den ekvivalenta reaktansen i systemet fram till denna buss. Detta är markerat med  $IX_c$  i Figur 3.3.

*Effektfaktorreglering* innebär att vindkraftverket kan mata in den mängd reaktiv effekt som krävs för att hålla en konstant effektfaktor, det vill säga ett konstant förhållande mellan aktiv och reaktiv effekt. Denna reglermetod lågpasfilterrar den aktiva effekten,  $P_{elek}$ , som genererats i generatormodellen och beräknar sedan styrsignalen,  $Q_{cmd}$ , för den reaktiva effekt som ska matas in i elnätet. Styrsignalen beräknas från effektvinkeln enligt

$$Q_{cmd} = P_{elek}^* \tan(\theta) \quad (3.1)$$

där  $P_{elek}^*$  är den lågpasfilterrade signalen och  $\cos(\theta)$  motsvarar effektfaktor.

*Konstant Q reglering* innebär att vindkraftverket alltid strävar efter att mata in samma mängd reaktiv effekt. Vid denna reglering så ges den reaktiva styrsignalen,  $Q_{cmd}$ , värdet på den genererade reaktiva effekten som beräknats i lastflödet.



Figur 3.3: Blockdiagram för den reaktiva effektregleringen [15]

När styrsignalen,  $Q_{cmd}$ , för reaktiv effekt är bestämt utifrån någon av de tre olika reglermetoderna som beskrivits ovan, så jämförs detta värde med den genererade reaktiva effekten från generatormodellen,  $Q_{elec}$ . Felet som skapas integreras och skapar en referensspänning som jämförs med generatormodellens terminalspänning,  $V_{Term}$ . Spänningsfelet integreras sedan för att erhålla styrsignalen  $E_{qcmd}$  som matas vidare till generatormodellen. Maximum- och minimumgränserna som är inkluderade i blockdiagrammet i Figur 3.3 motsva-

rar begränsningar i elektronisk utrustning i reglersystemet, där  $V_{MINCL}$ ,  $V_{MAXCL}$  exempelvis är gränser för rotorspänningen i generatoren [4] [13].

De val av hur vindkraftverket ska drivas i form av reaktiv effekterreglering anges i modellens tillståndsparemetrar som visas i Tabell 3.2. En förklaring av parametrarna i Figur 3.3 visas i Tabell 3.3.

Tabell 3.2: Beskrivning av reglermodellens tillståndsparemetrar

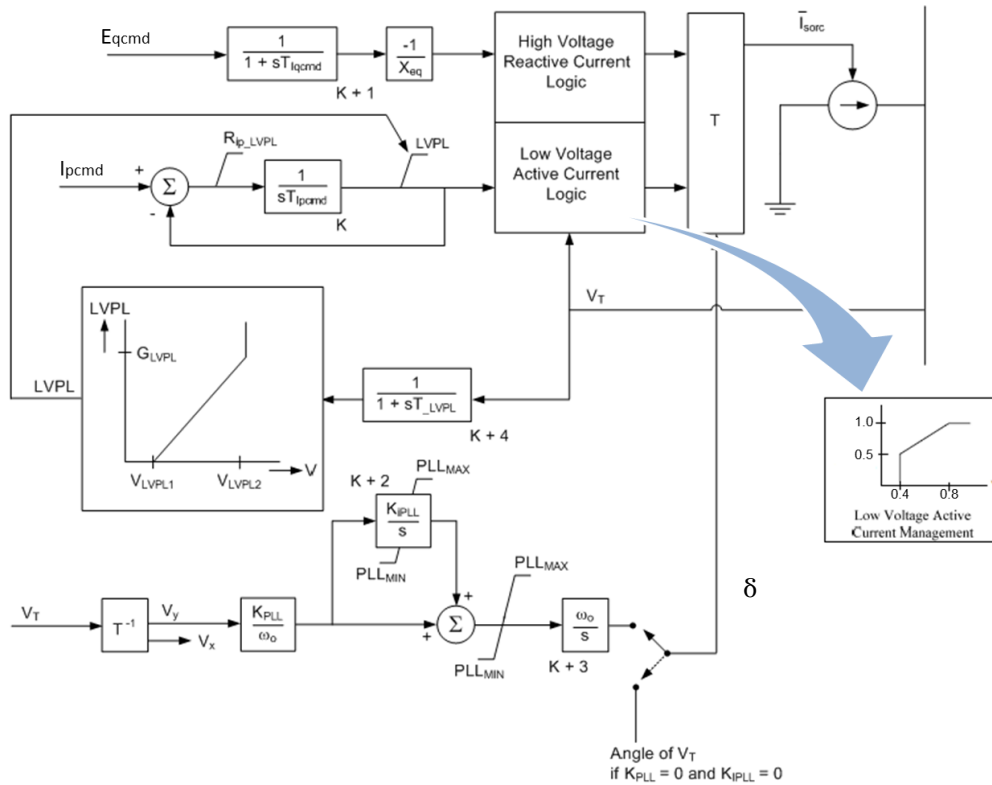
Tillståndsparameter	Beskrivning
Reg. bus	Nummer på den buss som ska spänningsregleras om $Q_{flag} = 1$
$Q_{flag}$	Reaktiv effekterreglering: $Q_{flag} = 1$ : Spänningsreglering $Q_{flag} = -1$ : Effektfaktorreglering $Q_{flag} = 0$ : Konstant Q reglering
$V_{flag}$	$V_{flag} = 1$ om WT3G1 används som generatormodell $V_{flag} = 2$ om WT3G2 används som generatormodell
Intercon. "from" bus	Transformatorns "from" buss som kopplar ihop uppsamlingsnät och elnät, används vid $Q_{flag} = 1$ då $X_C \neq 0$
Intercon. "to" bus	Transformatorns "to" buss som kopplar ihop uppsamlingsnät och elnät, används vid $Q_{flag} = 1$ då $X_C \neq 0$
Intercon. Id	Transformatorns id nummer

Tabell 3.3: Beskrivning av parametrarna i den reaktiva effekterregleringen [16]

Parameter	Beskrivning
$T_{IV}$	Fördröjning i kommunikation och filtrering av signaler i faktisk utrustning (s)
$T_{RV}$	Reprenterar fördröjningen i spänningsmätningen vid bussen. (s)
$T_V$	Tidskonstant för PI-regulatorn i spänningsregleringen (s)
$F_N$	Andelen vindturbiner i parken som är i drift.
$K_{PV}$ och $K_{IV}$	Konstanter i PI regulator
$X_C$	Kompensering för reaktansen i ledningen till en reglerad buss (pu)
$T_P$	Tidskonstant i lågpasfilteret för $P_{elek}$ i den effektfaktorregleringen, (s)
$K_{qi}$	Integrationskonstant för MVar/Volt reglering
$K_{qv}$	Integrationskonstant för Volt/MVar reglering
$Q_{MN}$	Minimal gräns för den reaktiva effektens styrsignal, (pu)
$Q_{MX}$	Maximal gräns för den reaktiva effektens styrsignal, (pu)
$V_{MINCL}$	Minimal spänningsgräns, (pu)
$V_{MAXCL}$	Maximal spänningsgräns, (pu)
$XIQ_{min}$	Minimal gräns för den reaktiva styrsignalen till generatoren, (pu)
$XIQ_{max}$	Maximal gräns för den reaktiva styrsignalen till generatoren, (pu)

### 3.1.2 Generatormodell (WT3G2)

Generatormodellen som visas i Figur 3.4 har som uppgift att beräkna den ström,  $I_{SORC}$ , som strömkällan ska leverera till elnätet.



Figur 3.4: Blockdiagram över generatormodellen WT3G2

Från reglermodellen för aktiv och reaktiv effekt så skickas två styrsignaler till generatormodellen som anger hur mycket aktiv och reaktiv effekt som ska genereras. Styrsignalen för den reaktiva effekten inkommer som en spänning,  $E_{qcmd}$ , och passerar ett lågpasfilter med tidskonstanten  $T_{Iqcmd}$ . Denna tidskonstant är i regel relativt liten för att beskriva regleringens responstid, vilket generellt sett antas ligga inom en tidscykel, dvs inom 0,02 sekunder [16]. Spänningen  $E_{qcmd}$  divideras sedan med generatorns källreaktans,  $X_{eq}$ , för att erhålla den reaktiva ström som ska injiceras i elnätet. Blocket *High Voltage Reactive Current Logic* (HVRCL) har som uppgift att begränsa höga värden på den reaktiva ström som matas in i nätet för att säkerställa att terminalspänningen hos generatoren inte överstiger ett visst specificerat värde [13] [14] [16].

Den andra insignalen,  $I_{pcmd}$ , från WT3E1 är en styrsignal för den aktiva strömmen som ska injiceras i elnätet. Denna aktiva strömsignal kontrolleras av *Low Voltage Power Logic* (LVPL) vid systemfel. LVPL har som uppgift att minska påfrestningarna på systemet under och omedelbart efter ihållande fel. Det sker genom att begränsa den aktiva strömmen,  $I_{pcmd}$ , med ett övre tak samt en begränsning i hur snabbt strömmen kan återhämtas efter ett fel. Under normala förhållanden när generatoren körs i normal drift utan fel, så kommer terminalspänningen anta ett värde över en viss aktiveringsnivå ( $V_{LVPL2}$ ). För spänningar ovanför denna aktiveringsnivå så kan  $I_{pcmd}$  öka obegränsat. Däremot, när ett systemfel inträffar så kan terminalspänningen,  $V_{term}$ , sjunka till ett värde som ligger under denna aktiveringsnivå, dvs mellan  $V_{LVPL2}$  och  $V_{LVPL1}$ . En maxgräns för den aktiva strömmen,  $I_{pcmd}$ , beräknas då fram för att skydda kompo-

menter i omriktaren från att strömmen ska bli för hög vid spänningsfallet. Om terminalspänningen skulle sjunka under en viss definierad nollpunkt,  $V_{LVPL}$ , så kommer det övre taket sättas till noll och ingen aktiv ström kan då matas till nätet. När felet är åtgärdat så kommer terminalspänningen att öka och så småningom överstiga aktiveringsnivåns värde, vilket då också eliminerar den övre gränsen för  $I_{pcmd}$ . Hur snabbt strömmen sen kan återhämta sig till sitt jämviktsläge beror på värdet hos hastighetsparametern  $R_{Ip\_LVPL}$  [13] [14] [16].

Förutom LVPL så finns en ytterligare skyddsfunktion inbyggd i generatormodellen som begränsar aktiv ström i händelse av fel, *Low-Voltage-Active-Current-Logic (LVACL)*. Skyddsfunktionen aktiveras när terminalspänningen understiger 0.8 pu och stryper strömmen helt om terminalspänningen är lägre än 0.4 pu. För spänningar mellan 0.8 pu och 0.4 pu så minskas den aktiva strömmen linjärt enligt ekvation (3.2)

$$\begin{cases} I_{P\_LVACL} = 0 ; \\ I_{P\_LVACL} = I_{P\_LVPL} \cdot (1.25V_{term}); \\ I_{P\_LVACL} = I_{P\_LVPL}; \end{cases} \quad \begin{cases} V_{term} < 0.4 \text{ pu} \\ 0.4 \text{ pu} < V_{term} < 0.8 \text{ pu} \\ V_{term} > 0.8 \text{ pu} \end{cases} \quad (3.2)$$

där  $I_{P\_LVACL}$  är den ström som matas till nätet efter att skyddsfunktionen LVACL har begränsat strömmen,  $I_{P\_LVPL}$  är den ström som begränsats av LVPL och  $V_{term}$  är terminalspänningen.

Blocket **T** i Figur 3.4 transformerar aktiv och reaktiv ström från generatorns referenssystem till övriga nätets referenssystem:

$$\begin{bmatrix} I_X \\ I_Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\sin(\delta) \\ \sin(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

där  $I_X$  och  $I_Y$  representerar den reella respektive imaginära delen av strömmen i nätets referenssystem,  $I_p$  och  $I_q$  i generatorns referenssystem, och  $\delta$  är vinkeln mellan de olika referenssystemen.

Den nedre sekvensen i Figur 3.4 beskriver en *Phase-locked-loop (PLL)*. Den har som uppgift att beräkna spänningsvinkeln,  $\delta$ , mellan elnätets referenssystem och generatorns interna referenssystem. Med andra ord så beskriver  $\delta$  vinkeln mellan elnätets reella axel och generatorns reella axel. Baserat på dokumentation från GE Energy så är utrustningen som PLL sekvensen beskriver i regel betydligt snabbare än tidsstegen i PSS/E [16]. Därför kommer den här rapporten att föreslå att den mer långsamma PLL modellen alltid inaktiveras genom att sätta  $K_{PLL}$  och  $K_{IPLL}$  till noll.

Tabell 3.4: Beskrivning av parametrarna i generatormodellen.

Parameter	Beskrivning
$T_{Iqcmd}$	Tidskonstant för den reaktiva styrspänningens lågpasfilter, (s)
$T_{Ipcmd}$	Tidskonstant för den aktiva styrströmmens lågpasfilter, (s)
$K_{PLL}$	Proportionalitetskonstant i PLL
$K_{IPLL}$	Integrationskonstant i PLL
$PLL_{MAX}$	Maxgräns för PLL-signalen

$P_{rated}$	Märkeffekt hos turbinen i MW
$V_{LVPL1}$	Nollpunkt. Om terminalspänningen sjunker under denna spänning så sätts den aktiva strömmen till noll. (pu)
$V_{LVPL2}$	Aktiveringsnivå. Om terminalspänningen sjunker under denna spänning så aktiveras LVPL som begränsar den aktiva strömmen. (pu)
$G_{LVPL}$	Förstärkning av strömmen i LVPL. Anger maximal ström då terminalspänningen nått brytpunkten $V_{LVPL2}$ .
HVRC logic, voltage	High Voltage Reactive Current logic. Om terminalspänningen överstiger denna nivå aktiveras HVRC (pu)
HVRC logic, current	High Voltage Reactive Current logic. Begränsar den reaktiva strömmen till detta värde om "HVRCL voltage" har överskridits (pu)
$R_{ip\_LVPL}$	Ramp rate limit. Bestämmer hur snabbt den aktiva strömmen kan återhämta sig efter ett fel.
$T_{LVPL}$	Tidskonstant för spänningssensorn för LVPL. (s)

Tabell 3.5: Beskrivning av generatormodellens tillståndsp parametrar

Tillståndsp parameter	Beskrivning
$N_{WTG}$	Totalt antal ihopkopplade vindkraftverk i vindkraftparken

### 3.1.3 Turbinmodell (WT3T1)

Turbinmodellen består av två olika delmodeller:

- aerodynamisk modell
- mekanisk modell

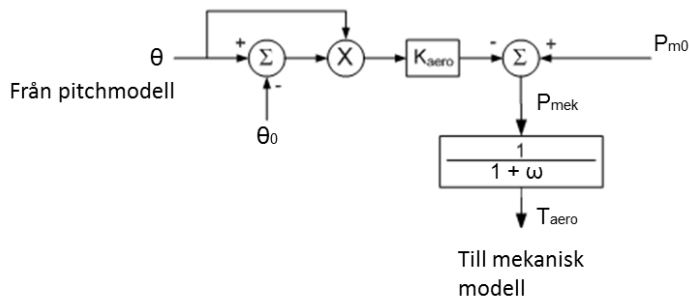
Den aerodynamiska modellens uppgift är att beräkna den mekaniska effekten,  $P_{mek}$ , som vindturbinen absorberar från effekten i den inkommande vinden. Denna beräkning inkluderar effektkoefficienten  $C_p$  som i sin tur är en funktion av pitchvinkeln,  $\theta$ , och förhållandet (tip speed ratio),  $\lambda$ , mellan bladspetsens hastighet och vindhastigheten [4] [14]. Den aerodynamiska modellen baseras på en endimensionell modell där det har visat sig att relationen mellan  $C_p$ ,  $\theta$ , och  $\lambda$  ger ett linjärt samband för förändringen i den mekaniska effekten  $\Delta P$  med avseende på  $\theta$  [17]. Alltså

$$\frac{\Delta P}{\Delta \theta} = -K_{aero} \theta \quad (3.4)$$

$$P_{mek} = P_{m0} - \Delta P \quad (3.5)$$

$$\Delta P = \theta(\theta - \theta_0)K_{aero} \quad (3.6)$$

där  $K_{aero}$  är en aerodynamisk konstant,  $P_{m0}$  är den initiala mekaniska effekten och  $\theta_0$  är den initiala pitchvinkeln. Figur 3.5 visar hur den aerodynamiska modellen ser ut, notera hur figuren motsvarar ekvationerna (3.5) och (3.6).

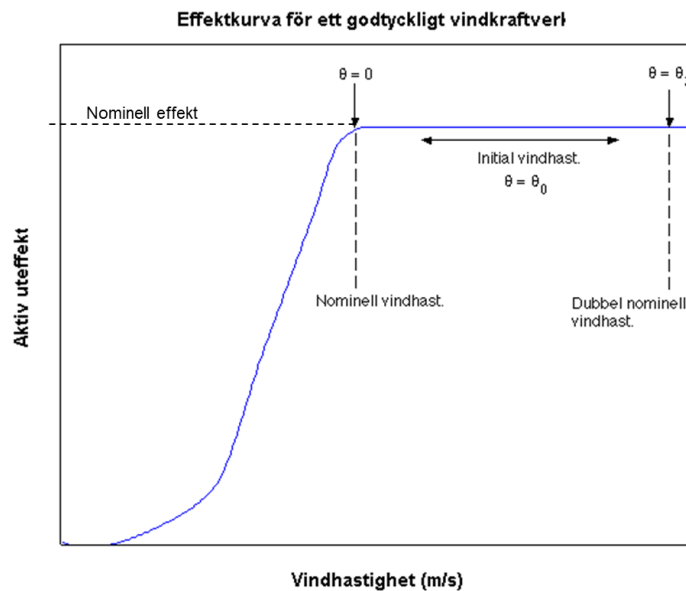


Figur 3.5: Blockdiagram för den aerodynamiska modellen

Den initiala pitchvinkeln beräknas utifrån den initiala vindhastigheten,  $V_w$ , samt bladens pitchvinkel vid dubbel nominell vindhastighet,  $\theta_2$ , se ekvation (3.7). Detta gäller dock enbart för vindhastigheter över nominell vindhastighet. För vindhastigheter under nominell så är pitchvinkeln noll i ett normalt driftläge. I Figur 3.6 visas effekt som funktion av vindhastigheten och pitchvinkel för ett godtyckligt vindkraftverk. Vid normal drift är pitchvinkeln noll för vindhastigheter under nominell vindhastighet men ökar för vindhastigheter över nominell vindhastighet för att behålla den mekaniska effekten vid konstant nivå. Initial pitchvinkel ges av

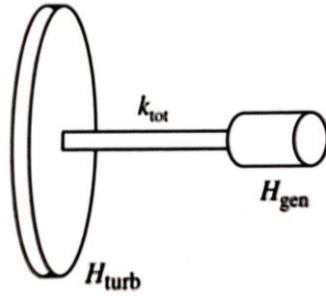
$$\theta_0 = \frac{\theta_2}{0.75} (1 - V_w^{-2}) \quad (3.7)$$

där  $\theta_2$  är bladens pitchvinkel vid dubbel nominell vindhastighet och  $V_w$  är initial vindhastighet i per unit.



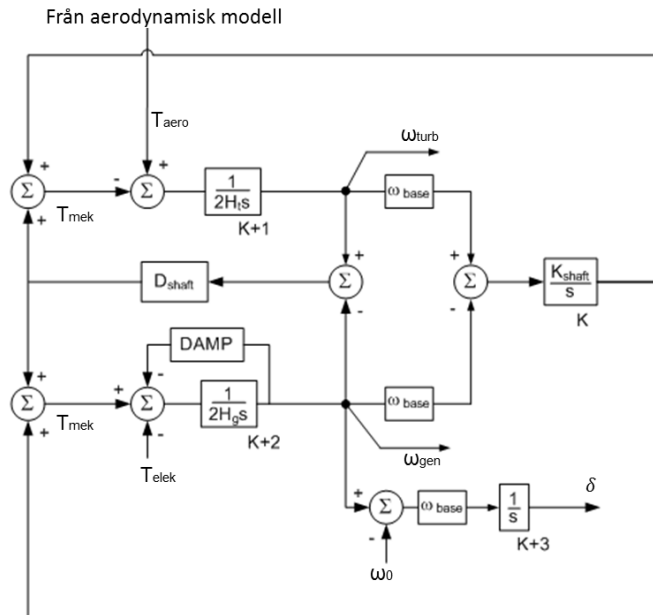
Figur 3.6: Effektkurva för ett godtyckligt vindkraftverk

Från den mekaniska effekten,  $P_{mek}$ , räknas sedan vridmomentet,  $T_{aero}$ , fram och används i den mekaniska modellen för att beräkna generatorns- och turbinens vinkelhastigheter. Den mekaniska modellen kan antingen simulera den totala massan av turbinen och generatorrotorn som en enda massa eller som dubbla massor. Vid modellering av dubbla massor så kommer modellen att ta hänsyn till en resonansfrekvens som uppstår i axeln mellan generator och turbin. Denna resonans beror i sin tur av axelns styvhet,  $k_{tot}$ , se Figur 3.7.



Figur 3.7: Generatorns och turbinens tröghetskonstant samt styvhet i rotoraxeln vid modellering av två massor [4]

Huvuduppgiften hos den mekaniska modellen är att beräkna hastighetsavvikelsen på turbinen,  $\omega_t$ , hastighetsavvikelsen på generatorn,  $\omega$ , samt generatorrotorns vinkelavvikelse,  $\delta$ . Hastighetsavvikelserna beräknas genom att jämföra mekaniskt och elektriskt vridmoment,  $T_{aero}$  respektive  $T_{elek}$ , med ett vridmoment,  $T_{mek}$ , som beräknats i den mekaniska modellen i föregående tidssteg. Blockdiagrammet för när rotoraxlarna simuleras som dubbla massor visas i Figur 3.8.



Figur 3.8: Blockdiagram av den mekaniska modellen vid modellering av dubbla massor [15]

Om rotoraxlarna istället modelleras som en enkel massa så förenklas blockdiagrammet i Figur 3.8 och den totala tröghetskonstanten från turbinen och generatorrotorn beräknas enligt

$$H = H_{gen} + H_{turb} \quad (3.8)$$

där  $H_{gen}$  och  $H_{turb}$  är generatorrotorns respektive turbinens tröghetskonstant. Hastighetsavvikelsen kan således beräknas utifrån ekvation (3.9) och matas vidare till pitchmodellen och reglermodellen för aktiv effekt.

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_{mek} - T_{elek}) = \frac{1}{2H\omega} (P_{mek} - P_{elek}) \quad (3.9)$$



Tabell 3.6: Beskrivning av parametrarna i turbinmodellen WT3T1

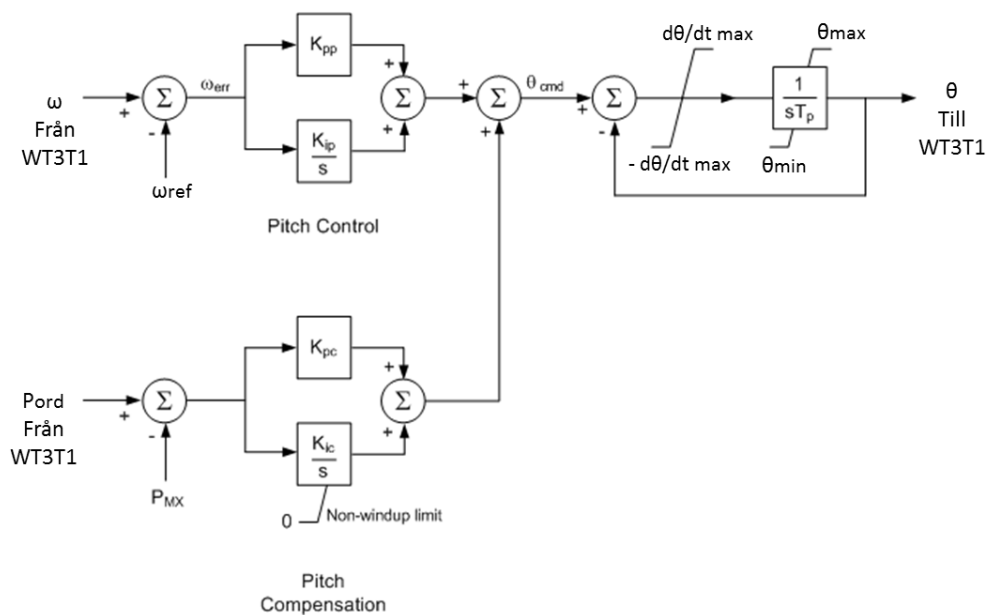
Parameter	Beskrivning
<b>Aerodynamiska parametrar</b>	
$V_w$	Initial vindhastighet i pu av nominell vindhastighet
$K_{aero}$	Aerodynamisk förstärkningsfaktor
$\theta_2$	Pitchvinkel vid dubbel nominell vindhastighet (grader)
<b>Mekaniska parametrar</b>	
H	Total tröghetskonstant, (s)
DAMP	Maskindämpningsfaktor, (pu P/pu $\omega$ )
Parametrar vid modellering av dubbla massor	
$H_{frac}$	Andel tröghetskonstant från turbin, ( $H_{turb}/H$ )
Freq1	Första resonansfrekvensen för torsion i turbinaxeln, (Hz)
$D_{shaft}$	Turbinaxelns dämpningsfaktor, (pu)

### 3.1.4 Pitchmodell (WT3P1)

Pitchmodellens uppgift är att beräkna den pitchvinkel som ska matas till turbinmodellen där en ny hastighet på turbinen beräknas fram. Pitchmodellen använder hastighetsavvikelsen,  $\omega$ , från turbinmodellen samt en effektsignal,  $P_{ord}$ , från den elektriska reglermodellen som inparametrar. Modellen som visas i Figur 3.9 består av två olika komponenter: Pitchreglering (*Pitch Control*) och Pitchkompensering (*Pitch Compensation*).

Pitchregleringen har som uppgift att pitcha turbinbladen på ett sätt som maximerar mängden absorberad effekt från vinden utan att effekten överstiger märkeffekten på vindkraftverkets utrustning. Detta görs genom att jämföra signalen från referenshastigheten  $\omega_{ref}$  från den elektriska reglermodellen med den faktiska generatorhastigheten,  $\omega$ , från turbinmodellen. Felet som skapas,  $\omega_{err}$ , används sedan för att beräkna en pitchvinkel som gör att den uträknade hastigheten,  $\omega$ , i turbinmodellen regleras för att matcha den önskade hastigheten,  $\omega_{ref}$ , från elektriska reglermodellen så bra som möjligt.

Pitchkompenseringen ser till att den maximala effekt som vindkraftverket klarar av att generera inte överstigs. Detta görs genom att jämföra den maximala tillåtna effekten,  $P_{MX}$ , med den önskade effekten,  $P_{ord}$ , från elektriska reglermodellen. Om värdet på  $P_{ord}$  skulle vara högre än  $P_{MX}$  så kommer en pitchvinkel att beräknas som pitchar turbinbladen ur vinden och reducerar därmed den absorberade effekten [14]. De beräknade pitchvinklarna från pitchregleringen och pitchkompenseringen adderas därefter och skapar slutligen en pitchvinkel som utsignal,  $\theta$ , som matas vidare till turbinmodellen.



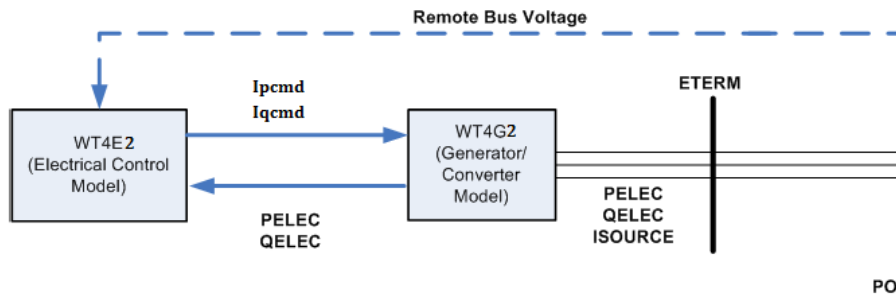
Figur 3.9: Blockdiagram över pitchmodellen [15]

Tabell 3.7: Beskrivning av parametrarna i pitchmodellen WT3P1

Parameter	Beskrivning
$T_p$	Tidskonstant för reaktionstiden hos turbinbladet vid pitching, (s)
$K_{pp}$	Proportionalitetskonstant i "Pitch Control", (grader/(pu $\omega$ ))
$K_{ip}$	Integrationskonstant i "Pitch Control", (grader/(s*pu $\omega$ ))
$K_{pc}$	Proportionalitetskonstant i "Pitch Compensation", (grader/(pu P))
$K_{ic}$	Integrationskonstant i "Pitch Compensation", (grader/(s*pu P))
$\theta_{min}$	Minimal tillåten pitchvinkel, (grader)
$\theta_{max}$	Maximal tillåten pitchvinkel, (grader)
d $\theta$ /dt max	Maximal pitchhastighet, (grader/s)
$P_{MX}$	Referensvärde för genererad effekt, (pu)

### 3.2 Vindkraftmodell med fulleffektomriktare i PSS/E

I PSS/Es generiska modell med fulleffektomriktare så beräknas hur mycket aktiv- och reaktiv ström som ska matas in i elnätet baserat på aktiva- och reaktiva styrsignaler som matas från fulleffektomriktarens reglersystem. Till skillnad från den inbyggda modellen med DFIG så inkluderar inte denna modell någon turbinmodell eller pitchmodell. Precis som det beskrevs i teoriavsnittet i kapitel 2.2.4 så antas fulleffektomriktaren alltid klara av att hålla balansen mellan elnätet och vindkraftverket oavsett generatorhastighet och därför kommer det dynamiska beteendet från vindkraftverket till störst del bero på reglersystemet för fulleffektomriktaren [15] [18]. Figur 3.10 illustrerar den inbyggda modellen med fulleffektomriktare som finns inbyggd i PSS/E.



Figur 3.10: PSS/Es inbyggda vindkraftmodell med fulleffektomriktare [15]

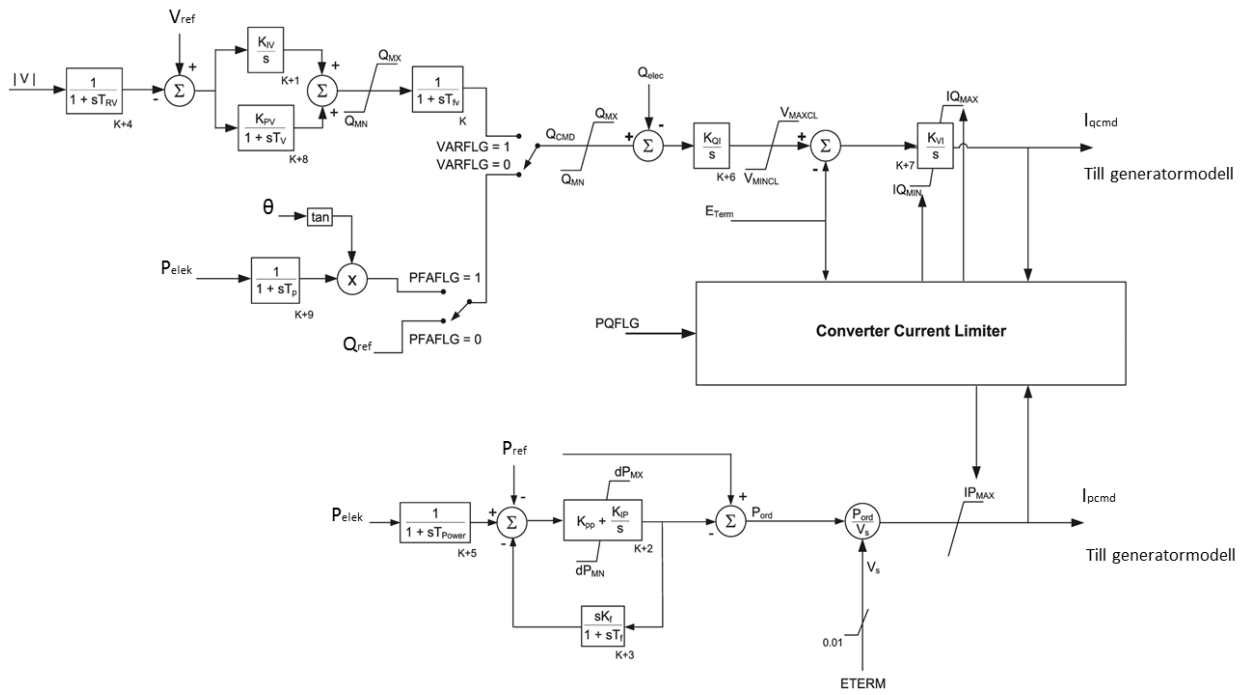
### 3.2.1 Generatormodellen - (WT4G2)

Utformningen av generatormodellen i PSS/Es inbyggda modell med fulleffektomriktare är helt identisk med generatormodellen i PSS/Es inbyggda modell med DFIG. De enda undantagen är att modellen tar in en reaktiv strömsignal istället för spänningssignal från omriktarens reglersystem samt att det inte finns någon PLL-funktion inbyggd. Läsaren hänvisas därför till kapitel 3.1.2 för utförligare beskrivning av WT4G2.

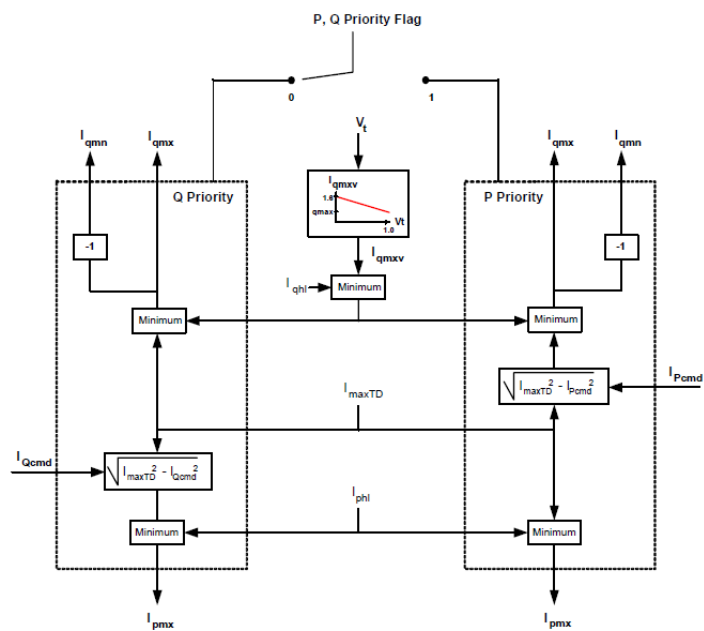
### 3.2.2 Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT4E2)

I Figur 3.11 så visas det aktiva och reaktiva reglersystemet i den inbyggda modellen för Typ IV. Eftersom elnätet inte anses påverkas av generatorns rotationshastighet i Typ IV så är det aktiva reglersystemet förenklat i jämförelse med det för Typ III. Den aktiva effektregeringen består därför enbart av en PI regulator som reglerar felet mellan en referenseffekt och den effekt som faktiskt produceras. Strömmens maximum- och minimumgränser regleras av en inbyggd funktion (*Converter Current Limiter*) för att undvika att strömmens styrsignal överskrider kapaciteten hos fulleffektomriktaren. I händelse av ett spänningsfall så kommer den ström som behövs för att uppnå styrsignalerna för aktiv och reaktiv effekt att överskrida maxvärdet för vad omriktaren klarar av. Under dessa omständigheter så kan omriktaren prioritera antingen aktiv eller reaktiv ström, vilket kan väljas av användaren i modellens tillståndsp parametrar [18]. Se Figur 3.12 för en beskrivning av Converter Current Limiter. Bortsett från begränsningen av ström så är det reaktiva reglersystemet för fulleffektomriktaren i Typ IV identiskt med det som beskrivits för Typ III.

Den inbyggda vindkraftsmodellen med fulleffektomriktare innehåller även en inbyggd PQ-kurva som begränsar förhållandet mellan aktiv och reaktiv effekt. En *Fault-Ride-Through* (FRT) funktion har även implementerats som kan förstärka inmatningen av reaktiv effekt under ett fel. För vidare information om den reaktiva effektregeringen så hänvisas läsaren tillbaka till beskrivningen av reglermodellen för Typ III i kapitel 3.1.1.



Figur 3.11: Blockdiagram för omriktarens reglerystem för aktiv och reaktiv effekt



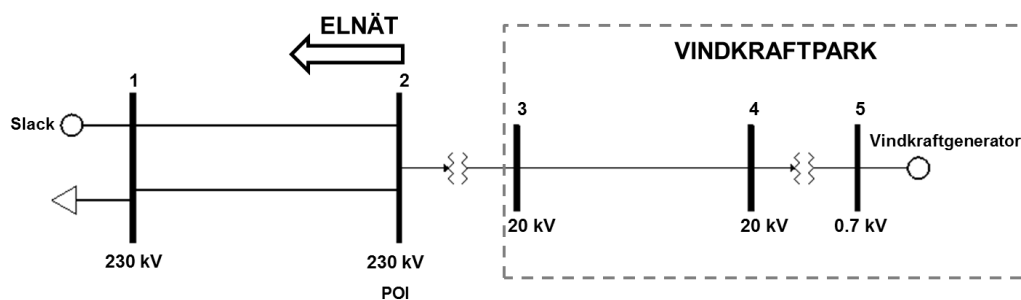
Figur 3.12: Converter Current Limiter i Typ IV

## 4 Simuleringar i testnät

För att jämföra hur olika vindkraftmodeller från olika tillverkare beter sig vid ett systemfel och i vilken utsträckning som PSS/Es inbyggda modell kan återskapa dessa beteenden, så har de undersökta modellerna simulerats i ett mindre testnät. Utformningen av testnätet kommer att beskrivas i avsnitt 4.1, det pålagda systemfelet som simulerats beskrivs i avsnitt 4.2, och de inställningar som ska användas i lastflödet om en ny vindkraftpark ska kopplas in redogörs i avsnitt 4.3.

### 4.1 Testnätets utseende

Resultaten som analyserats i denna rapport är baserade på simuleringar gjorda i testnätet som visas i Figur 4.1. Egenskaperna hos vindkraftsgeneratoren och transformatorn närmast vindkraftsgeneratoren är specifika för vare tillverkare som undersökts, men övriga nätet är identiskt för varje simulerad tillverkare för att kunna jämföra deras beteenden i händelse av ett systemfel.



Figur 4.1: Testnätet som använts vid simuleringar av olika vindkraftsmodeller

### 4.2 Simulerat systemfel

För att analysera och jämföra vilka skillnader som finns i beteendet hos olika vindkraftsmodeller så applicerades ett systemfel i testnätet i Figur 4.1 under en dynamisk simulering. Felet var ett trefasfel på den övre ledningen mellan buss 1 och buss 2 som applicerades efter 0.5 sekunder och åtgärdades genom att koppla bort ledningen efter ytterligare 250 millisekunder.

### 4.3 Lastflöde

Om en ny vindkraftpark ska implementeras i ett befintligt elnät i PSS/E där samtliga vindkraftverk och tillhörande transformatorer och ledningar i vindkraftparken ska representeras av en ekvivalent generator, transformator och ledning, så är användaren själv ansvarig för att inkludera nödvändiga parameterar i lastflödet för att åstadkomma detta. Detta inkluderar bland annat att man måste [15]:

- bestämma antalet  $N$  stycken vindkraftverk som ska ingå i parken.
- multiplicera  $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ,  $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ , samt  $M_{base}$  för både generator och tillhörande transformator med  $N$ .

- skapa en tillhörande ekvivalent av uppsamlingsnätet fram till POI.
- ansluta en transformator mellan vindkraftgeneratoren och uppsamlingsnätet då en inbyggd representation av transformatorn som är kopplad till generatoren inte är tillåtet.

Till skillnad från de tillverkarspecifika modellerna så ska PSS/Es inbyggda vindkraftsmodell representeras som en vindkraftgenerator så att  $Q_{max}$  och  $Q_{min}$  i lastflödet beräknas utifrån en angiven effektfaktor,  $\cos(\theta)$ . Denna effektfaktor kan skilja sig mellan olika tillverkare samt bero på vilka regler som gäller för elnätet som vindkraftparken är kopplad till. Exempelvis, i en modell av de vindkraftverk som studerats från en specifik tillverkare så finns ingen spänningsreglering inbyggd, vilket innebär att operatören själv måste ange mängden reaktiv effekt som ska matas in i nätet. För att uppnå ett sådant fall i lastflödet så krävs att

$$Q_{gen} = Q_{max} = Q_{min} \quad (4.1)$$

Men i den inbyggda modellen i PSS/E så bestäms  $Q_{max}$  och  $Q_{min}$  av en effektfaktor och därför kommer det alltid gälla att

$$Q_{min} = -Q_{max} \quad (4.2)$$

Därför måste en effektfaktor beräknas i dessa fall som ger ett  $Q_{max}$  (eller  $Q_{min}$ ) som motsvarar önskad genererad reaktiv effekt  $Q_{gen}$ , se ekvation (4.3):

$$Q = P \tan(\theta)$$

$$PF = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{Q_{max}}{P_{gen}}\right)\right) \quad (4.3)$$

$$Q_{min} = -Q_{max}$$

Där  $PF$  är effektfaktorn som krävs för att erhålla önskat  $Q_{max}$  och därmed önskat  $Q_{gen}$ . De rekommenderade parametervärdena för lastflödet för de tillverkare som studerats finns angivet i Appendix A-D och baseras på den information som fanns angivet tillverkarnas dokumentation som medföljer respektive modellpaket [19] [20] [21].

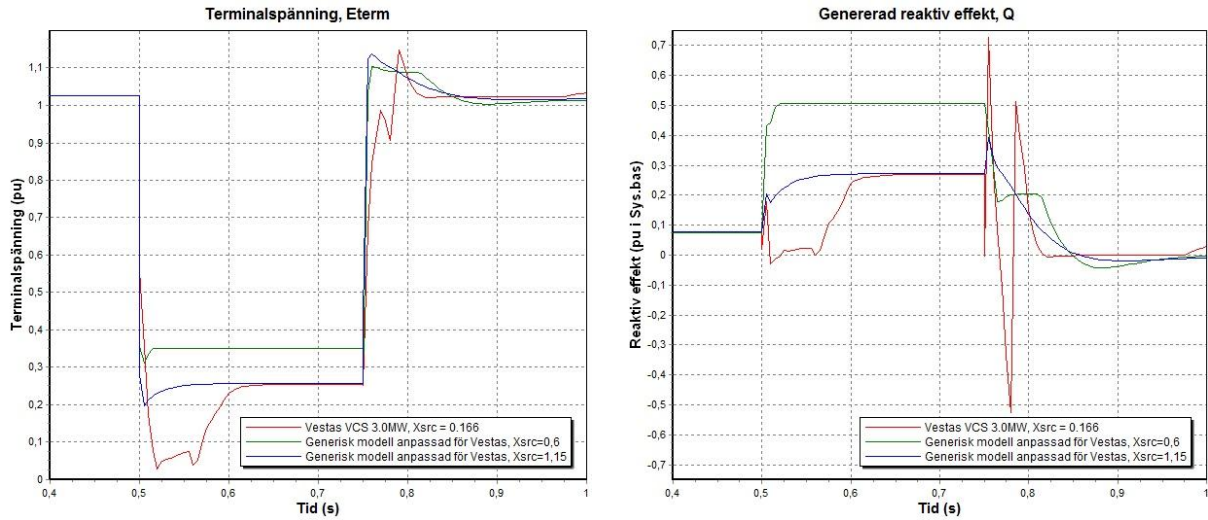
## 5 Dynamisk anpassning av tillverkarspecifika modeller med PSS/Es inbyggda DFIG modell

Ett av målen i detta arbete var att undersöka hur väl en vindkraftparks dynamiska beteende kan återskapas om tillverkarnas egna vindkraftsmodeller ersätts med PSS/Es inbyggda modell. Följande kapitel ger en beskrivning av hur tillverkarspecifika dynamiska modeller har anpassats med PSS/Es inbyggda modell samt hur generisk data har tagits fram för att kunna representera en vindkraftpark av ”godtycklig” tillverkare. Kapitlet behandlar även vilka inställningar i lastflödet som ska användas samt vilka begränsningar som noterats i den inbyggda modellen relativt tillverkarnas modeller.

De vindkraftsmodeller med DFIG (Typ III) som studerats i det här arbetet kommer från tillverkarna GE och Vestas. Det vindkraftverk som analyserats från GEs modell är ”GE 1.5 MW” och för Vestas har ”Vestas V90 VCS 3.0 MW” studerats. Simuleringar av GEs modell gjordes i PSS/Es version 33.0 medan Vestas modell gjordes i PSS/E version 32.0 då det inte fanns tillgång till motsvarande modell för version 33.0. Samtliga simuleringar har gjorts i det testnät som visas i Figur 4.1 i föregående kapitel vid studier av det dynamiska beteendet från respektive modell. Värt att nämna är att den inbyggda modellen i PSS/E till stor del är baserad på GEs modell vilket innebär att flertalet parametrar i GEs modell är identiska med den inbyggda modellen. Fullständig lista av rekommenderade parametervärden för att beskriva GEs och Vestas dynamiska modeller med PSS/Es inbyggda modell med tillhörande lastflödesinställningar finns att tillgå i Appendix A, B och C.

### 5.1 Källimpedans

I lastflödet i PSS/E så ska användaren ange generatorns källimpedans,  $Z_{source}$ . Det är en maskinspecifik parameter och skiljer sig mellan olika typer av generatorer. Vid simulering av samma källreaktans i den inbyggda modellen som för Vestas modell så tenderar dynamiska simuleringar att ge olika resultat vad gäller spänningsfall och genererad reaktiv effekt under ett systemfel. I den inbyggda modellen krävs en betydligt högre källreaktans för att uppnå samma nivåer som med Vestas modell. I Figur 5.1 visas hur olika värden på källreaktansen ger olika nivåer i spänning och reaktiv effekt under ett systemfel. Detta är något som enbart identifierats för Vestas modell men inte för GEs modell. Det kan bero på att den inbyggda modellen är baserad på GEs modell och därför betar sig modellerna likartat för samma värde på källimpedansen. Anledningen till att Figur 5.1 jämför Vestas anpassade kurva med en källreaktans på 0.6 pu för den inbyggda modellen är för att ett lägre värde än 0.6 pu gav en instabil initialisering vid dynamiska simuleringar. Värdet 0.6 pu har enbart inkluderats för att visa att lägre källreaktanser än 1.15 pu ger en sämre anpassning av Vestas modell.

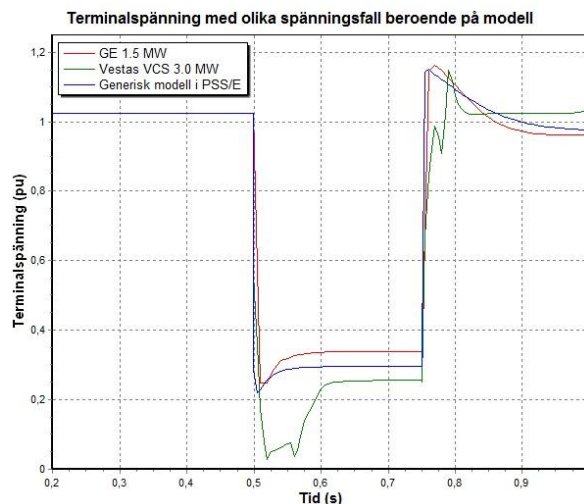


Figur 5.1: Anpassning av Vestas källreaktans med den inbyggda modellen i PSS/E

Felströmsberäkningar inte är inom skopet av detta examensarbete, men läsaren bör dock notera att Vestas modell är skapad för att användas i dynamiska stabilitetsanalyser och att dessa värden för källimpedansen därför också enbart avser stabilitetsanalyser.

För att ta fram en generisk källimpedans som ska beskriva beteendet hos både GE och Vestas modeller så beräknades ett medelvärde av båda källimpedanserna. I Figur 5.2 visas hur den inbyggda modellens spänningsfall vid ett systemfel förhåller sig i jämförelse med GE och Vestas modeller. Källimpedansen för GE och Vestas i den inbyggda modellen har räknats om i maskinbasen för de generiska värdena i den inbyggda modellen, se ekvation (5.1).

$$Z_{source\_GE\_gen.bas} = Z_{source\_GE} \frac{M_{base\_Generisk}}{M_{base\_GE}} \quad (5.1)$$



Figur 5.2: Generisk anpassning av källreaktans med den inbyggda modellen i PSS/E



## 5.2 Reglermodell för aktiv och reaktiv effekt (WT3E1)

Den aktiva effektregeringen i den inbyggda modellen beror till stor del på rotorns hastighetsavvikelse i generatoren. En ökad hastighet gör att reglersystemet försöker styra generatoren till att mata in mer effekt i elnätet medan en minskad hastighet gör att reglersystemet försöker mata in mindre effekt i nätet. De överslag och underslag som uppkommer i den aktiva uteffekten som en följd av detta kan regleras med PI regulatoren som består av proportionalitetskonstanten  $K_{PP}$  och integrationskonstanten  $K_{IP}$ , se Figur 3.2 i beskrivningen av reglermodellen. Eventuella gränsvärden för dessa parametrar som kan ge upphov till instabilitet i effekten som matas in i nätet, kan även påverkas av värden på parametrar som styr hastigheten,  $\omega$ , på generatoren. Under denna studie har inga begränsningar identifierats för värden på  $K_{PP}$  och  $K_{IP}$  inom intervallet som visas i Tabell 5.1 vid ett pålagt trefasfel vid generatorns terminalbuss under 250 millisekunder.

Tabell 5.1: Identifierade stabila intervall för PI regulator i den aktiva effektregeringen

Simulerat systemfel	Identifierat stabilt intervall vid simulerat systemfel
Trefasfel vid vindkraftverkets terminalbuss under 250 ms	$0 < K_{PP} < 100$
	$0 < K_{IP} < 10$

I den aktiva effektregeringen för den inbyggda modellen ska även punkter i en  $P\omega$ -kurva läggas in för att beskriva vilken hastighet som generatoren ska rotera med beroende på hur mycket aktiv effekt som genereras, se Figur 3.2. Med generatorhastigheten som funktion av genererad effekt kan modellen avgöra om turbinen ska absorbera mer eller mindre mekanisk effekt från vinden samt producera mer eller mindre elektrisk effekt i händelse av en störning i elnätet eller förändrad vindhastighet.

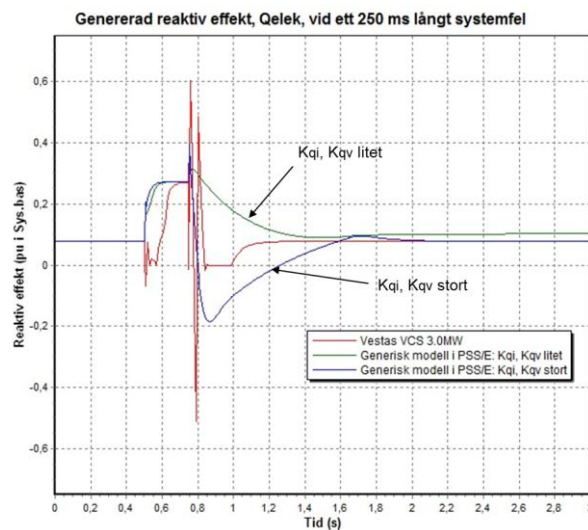
Då den aktiva effektregeringen i GEs modell i många avseenden är likartad med den i PSS/Es inbyggda modell så kan parametrarna  $K_{PP}$  och  $K_{IP}$  tas direkt ur GEs modell och implementeras i den inbyggda modellen. För att hitta de punkter till  $P\omega$ -kurvan som stämmer överens med GEs modell så ska  $P\omega$ -kurvan i den aktiva effektregeringen anpassas enligt sambandet i ekvation (5.2) [16].

$$\begin{aligned} \omega &= -0.75P^2 + 1.59P + 0.63 & P < 0.46 \text{ pu} \\ \omega &= 1.2 & P > 0.46 \text{ pu} \end{aligned} \tag{5.2}$$

Den aktiva effektregeringen i Vestas modell var svårare att efterlikna med den inbyggda modellen än för GEs modell eftersom Vestas har exkluderat både pitchreglering och aerodynamik ur sin modell, vilket är två parametrar som påverkar den aktiva effektregeringen i PSS/Es inbyggda modell. Inget förhållande mellan aktiv effekt och generatorhastighet finns dokumenterat i Vestas tekniska beskrivning. Därför har flera värden testats för  $P\omega$ -kurvan och PI regulatoren i den aktiva effektregeringen i den inbyggda modellen för att resultatet på bästa sätt ska likna beteendet i Vestas modell.

Vid anpassning av den reaktiva effektregeringen så kan tre olika val av reglermetoder väljas i den inbyggda modellen. Oavsett reglermetod så kommer modellen alltid att använda en regulator som består av integrationskonstanterna  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$ , se Figur 3.3 i kapitel 3. Om reglermetoden som används är antingen effektfaktorreglering eller konstant Q reglering så är det justering av parametrarna  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$  som kan påverka anpassningen av ett dynamiskt beteende. Stora värden på  $K_{qi}$  resulterar i att den reaktiva effekten

återgår till jämviktsläge snabbare vid ett systemfel än för låga värden. Dock kan stora värden ge upphov till kraftiga oscillationer i eventuella överslag när signalen återgår till jämviktsläget. I Figur 5.3 visas ett exempel på hur olika värden på  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$  påverkar resultatet i en anpassning av Vestas modell. Låga värden på  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$  gör återhämtningen betydligt långsammare än med höga värden på dessa parametrar. Man kan även notera att med stora parametervärden så når den reaktiva effekten samma värde som Vestas modell vid cirka 2 sekunder. Med låga värden på  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$  så har den reaktiva effekten inte nått jämviktsläge efter 3 sekunder. Höga värden leder dock till större över- och underslag vid återhämtningen.



Figur 5.3: Anpassning av reaktiv effekt med varierade parametervärden för  $K_{qi}$  och  $K_{qv}$

I anpassningarna av GEs och Vestas vindkraftsmodeller som gjorts i denna rapport har enbart effektfaktorbaserad reglering behandlats. Det beror på att det är en av de vanligaste typerna av reglering som används i europeiska vindkraftparker med vindkraftverk tillverkade av GE [16], samt att Vestas modell enbart kan regleras med effektfaktorreglering och konstant Q reglering [20]. Eftersom ett ytterligare mål med detta projekt är att hitta generiska värden till den inbyggda modellen som kan fånga beteenden hos båda tillverkarna så gjordes valet att enbart fokusera på effektfaktorreglering i PSS/Es inbyggda DFIG modell.

För att representera den reaktiva effektregeringen i GEs modell med PSS/Es inbyggda modell så har den reaktiva effekten reglerats med effektfaktorreglering. Från GEs tekniska beskrivning så finns rekommenderade strategimetoder för vilka parametervärden som ska användas för att uppnå olika typer av konfigurationer, se Tabell 5.2 [16]. I den inbyggda modellen innebär detta att inställningar för den reaktiva effektregeringen gjordes enligt strategimetod nummer 4.

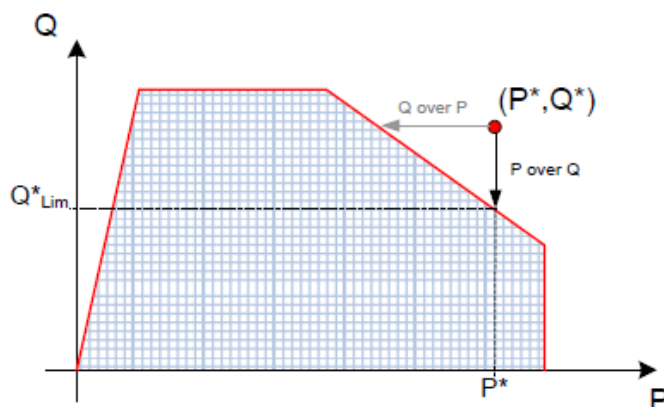
Tabell 5.2: Strategimetoder för reaktiv effekterreglering

Strategi- metod	Beskrivning	Parametervärden
1	Nordamerikansk konfiguration med spänningsreglering	$Q_{\text{flag}} = 1$
		$K_{qi}$ liten (ex $K_{qi}=0.1$ )
2	Nordamerikansk konfiguration utan spänningsreglering	$Q_{\text{flag}} = 0$
		$K_{qi}$ mycket liten (ex $K_{qi}=0.001$ )
3	Europeisk effektfaktorreglering med spänningsreglering	$Q_{\text{flag}} = 1$
		$K_{qi}$ stor (ex $K_{qi}=0.5$ )
		$K_{qv}$ stor
4	Europeisk effektfaktorreglering utan spänningsreglering	$Q_{\text{flag}} = -1$
		$K_{qi}$ stor (ex $K_{qi}=0.5$ )
		$K_{qv}$ mycket stor

I studien av Vestas modell har, till skillnad från GE, inget detaljerat blockdiagram av modellens reglersystem funnits att tillgå. Den tekniska beskrivningen redogör för att det finns två alternativ för hur den reaktiva effekten kan styras i Vestas vindkraftverk [20]:

- Effektfaktorreglering
- Konstant Q reglering

För dessa reglermetoder så kommer generatoren att generera konstant reaktiv effekt respektive behålla en konstant effektfaktor baserat på det värde som beräknats i lastflödet. Detta förutsätter dock att värdet ger en arbetspunkt som ligger innanför PQ-kurvan i Figur 5.4. Om arbetspunkten hamnar utanför kurvan så kommer modellen att prioritera aktiv effekt och därmed behålla högsta möjliga värde på den aktiva effekten medan den reaktiva effekten justeras så att arbetspunkten hamnar innanför kurvans gränser. Den inbyggda modellen saknar en motsvarande PQ-kurva som uppvisas i Vestas modell. Därför måste användaren av den inbyggda modellen själv se till att den genererade reaktiva effekten i lastflödet ligger innanför tillverkarens PQ-kurva.



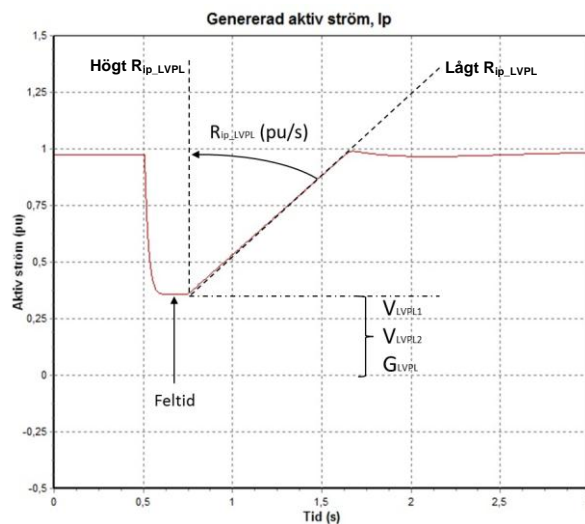
Figur 5.4: PQ-kurva för Vestas vindkraftmodell [20]

De generiska parametervärdena som tagits fram för den aktiva effektregleringen är medelvärden av de värden som tagits fram vid anpassningen av GE respektive Vestas modell, med undantag för parametern  $K_{PP}$  som valts till ett värde som ansågs fånga både GE och Vestas beteenden vid en generisk anpassning bättre än ett medelvärde.

Precis som i simuleringarna vid anpassningen av GE och Vestas modeller så har effektfaktorreglering använts när de generiska värdena har tagits fram. Med anledning av att ingen ytterligare studie gjorts för spänningsreglering och konstant reaktiv effektreglering för den inbyggda DFIG modellen, så föreslås det att parametervärdena för dessa två regleringsmetoder ska anta samma värden som i GEs modell. Trots att reglermetoderna inte är aktiverade så har det visat sig att simuleringar utan värden för dessa parametrar ger varningar vid initialisering av en dynamisk simulering.

### 5.3 Generatormodell (WT3G2)

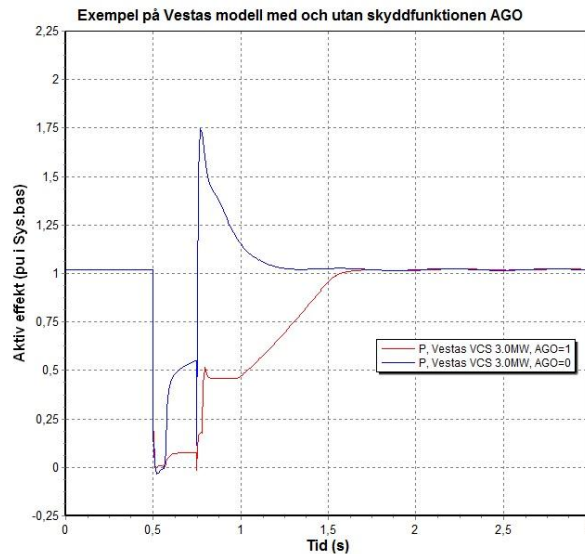
Som beskrivits i kapitel 3.1.2 så kan den inbyggda generatormodellen styra hur aktiv ström ska begränsas om ett spänningsfall vid vindkraftverkets terminalbuss inträffar. Om en liknande funktion finns i den tillverkarspecifika modell som ska anpassas så kan detta efterliknas i den inbyggda generatormodellens LVPL funktion. Funktionen aktiveras då terminalspänningen når en specificerad aktiveringsnivå,  $V_{LVPL2}$ , och stryper strömmen helt om spänningen sjunker under en specificerad nollnivå,  $V_{LVPL1}$ . Figur 5.5 illustrerar hur ett dynamiskt beteende i den aktiva effekten från ett vindkraftverk kan bestämmas utifrån justering av LVPLs parametervärden. Höga värden på hastighetsparametern  $R_{ip\_LVPL}$  ger en snabb återhämtning av strömmen och låga värden ger en mer långsam återhämtning.



Figur 5.5: Exempel på hur återhämtningen av aktiv effekt kan justeras med återhämtningsparametern  $R_{ip\_LVPL}$ .

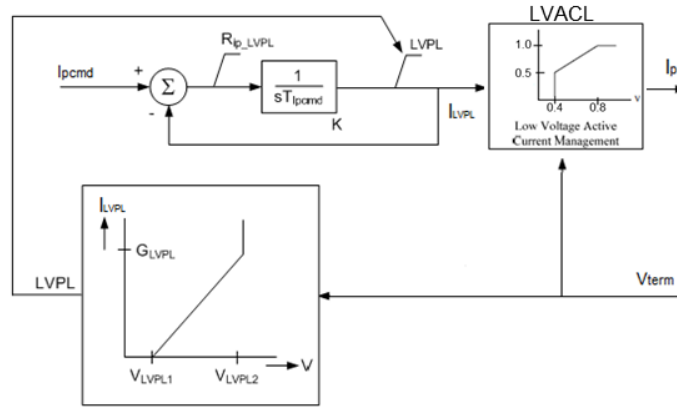
Utformningen av GEs generatormodell är till stor del identisk med generatormodellen i PSS/Es inbyggda vindkraftsmodell. Det som skiljer generatormodellerna åt är att GEs modell kan begränsa vid vilken spänningsnivå som generering av den aktiva strömmen ska begränsas ytterligare eller helt slås av. Funktionen benämns LVACL i beskrivningen av den inbyggda modellen i kapitel 3.1.2 där fasta gränser är hårdkodade för detta avseende och kan inte ändras av användaren.

I Vestas modell finns en liknande inbyggd skyddsfunktion, *Advanced Grid Option* (AGO), som påverkar återhämtningen av den aktiva effekten vid ett systemfel [20]. I Figur 5.6 visas ett exempel på hur återhämtningen av den aktiva effekten kan se ut med skyddsfunktionen aktiverad jämfört med när den är inaktiv. När skyddsfunktionen är inaktiv så återhämtar sig strömmen omedelbart efter felet men med ett kraftigt överslag innan den planar ut till jämviktsnivån. Med skyddsfunktionen aktiverad så återhämtar sig effekten omedelbart till cirka hälften av jämviktsnivån och blir sedan konstant en kortare tid för att därefter återhämtas tillbaka till jämviktsnivån med 1.0 pu per sekund.



Figur 5.6: Jämförelse av Vestas modell med och utan skyddsfunktionen AGO aktiverad

För att återskapa beteendet av den aktiva effekten i Vestas modell som visas i Figur 5.6 med skyddsfunktionen AGO aktiverad, så beräknades LVPL parametrarna i den inbyggda modellen enligt metoden som följer nedan. Det systemfel som simulerats i Figur 5.6 är ett trefasfel vid vindkraftparkens POI buss. Felet inträffar vid 0.5 sekunder och kopplas bort vid 0.75 sekunder. Målet med följande beräkningar är att få fram ett värde på  $V_{LVPL1}$  och  $V_{LVPL2}$  för att strömmen ska begränsas till samma nivå som i Vestas fall omedelbart efter felet. Då den önskade aktiva effekten är känd så kan man räkna bakåt för att erhålla värdet på  $V_{LVPL1}$ . Ekvation (5.3)-(5.10) visar metoden för detta. Figur 5.7 visar begränsningsfunktionerna LVPL och LVACL för aktiv ström i den inbyggda generatormodellen. LVPL bestämmer maximal aktiv ström,  $I_{LVPL}$ , vid ett spänningsfall via parametrar som kan ändras av användaren. LVACL begränsar strömmen ytterligare för spänningar under 0.8 pu men stryper strömmen helt för spänningsnivåer under 0.4 pu. Parametrarna för LVACL kan inte ändras av användaren.



Figur 5.7: Begränsningsfunktionerna LVPL och LVACL för aktiv ström i den inbyggda generatormodellen

I den inbyggda generatormodellen sätts spänningsnivån som aktiverar LVPL till samma spänningsnivå som är angivet i Vestas modell, det vill säga den spänning som aktiverar motsvarande funktion (AGO):

$$V_{LVPL2} = V_{AGO\_Vestas} \quad (5.3)$$

För att återskapa samma effektnivå omedelbart efter felet med den inbyggda modellen så behövdes en aktiv ström beräknas så att den aktiva effekten nådde samma nivå som den konsanta plattå som visas i Vestas modell i Figur 5.6. Eftersom aktiv effekt anges i systembas och ström i maskinbas så räknas effekten först om till maskinbas:

$$P_{Mbase} = P_{Sbase} \frac{S_{base}}{M_{base}} \quad (5.4)$$

Detta divideras med spänningen omedelbart efter felet för att erhålla den ström,  $I_p$ , som ska matas in i nätet omedelbart efter felet.

$$I_p = \frac{P_{Mbase}}{V_{term}} \quad (5.5)$$

I simuleringen så steg terminalspänningen,  $V_{term}$ , omedelbart över 0.8 pu efter felet vilket betyder att LVACL funktionen inte kommer att påverka strömmen som begränsats av LVPL. Därmed gäller att

$$I_{p\_LVPL} = I_p \quad (5.6)$$

där  $I_{p\_LVPL}$  avser den ström som begränsats av LVPL funktionen. Som Figur 5.7 visar så är LVPL en linjär funktion som beror av  $G_{LVPL}$  på y-axeln samt  $V_{LVPL2}$  och  $V_{LVPL1}$  på x-axeln. Den linjära funktionen visas i ekvation (5.7) Genom att sätta in spänningen då strömmen är noll, dvs  $V_{LVPL1}$ , i ekvation (5.7) så kan värdet på  $I_0$  beräknas, vilket motsvarar den värdet på strömmen när funktionen skär y-axeln

$$I_{LVPL} = \frac{G_{LVPL}}{(V_{LVPL2} - V_{LVPL1})} \cdot V_{term} + I_0 \quad (5.7)$$

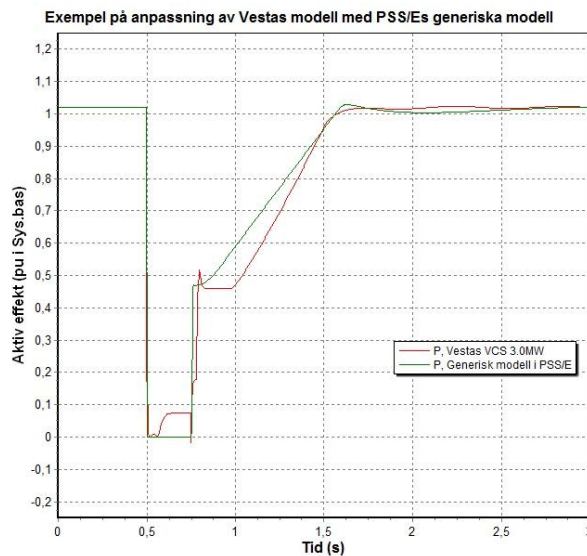
$$I_0 = -\frac{G_{LVPL}}{(V_{LVPL2} - V_{LVPL1})} \cdot V_{LVPL1} \quad (5.8)$$

$$\Rightarrow I_{LVPL} = \frac{G_{LVPL}}{(V_{LVPL2} - V_{LVPL1})} \cdot (V_{term} - V_{LVPL1}) \quad (5.9)$$

$V_{LVPL1}$  kan sedan lösas ut från ekvation (5.9):

$$V_{LVPL1} = -\frac{G_{LVPL}V_{term} - V_{LVPL2}I_{P_{LVPL}}}{(G_{LVPL} - I_{P_{LVPL}})} \quad (5.10)$$

Parametern  $G_{LVPL}$  bestämmer vad strömmen maximalt får anta vid ett spänningsfall. Därmed ska värdet på  $G_{LVPL}$  spegla den mängd ström som komponenterna i genaratorn eller omriktaren klarar av. Ur stabilitetssynpunkt har ingen begränsning för värden på  $G_{LVPL}$  identifierats och negativa värden för  $V_{LVPL1}$  och  $V_{LVPL2}$  är tillåtna. Genom att använda ekvation (5.10) så kunde en anpassning av den aktiva effekten göras enligt Figur 5.8.

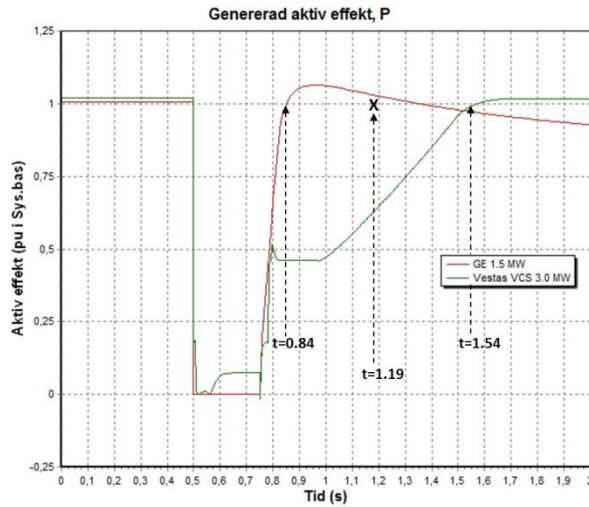


Figur 5.8: Aktiv effekt för Vestas modell anpassad med PSS/Es inbyggda modell

Det har inte hittats något sätt att återskapa den konstanta plattå som uppstår i Vestas modell mellan tiden 0.75 sekunder och 1 sekund. Detta antas vara en del av den inbyggda AGO funktionen i Vestas modell. För att kompensera för detta så minskades hastigheten av strömmens återhämtning i den inbyggda modellen för att uppnå jämviktsnivån vid samma tidpunkt som Vestas modell.

Anledningen till att den aktiva effekten är noll under systemfelet har att göra med generatormodellens LVACL funktion som stryper strömmen helt då spänningen understiger 0.4 pu [16].

I Figur 5.9 visas en jämförelse av simuleringsresultaten för aktiv effekt i GEs och Vestas modeller efter det pålagda systemfelet. Det är en tydlig skillnad på hur snabbt återhämtningen av den aktiva strömmen, och därmed den aktiva effekten, sker. Det generiska värdet för återhämtningshastigheten har tagits fram utifrån ett medelvärde av vid vilken tidpunkt som den aktiva effekten når 1.0 pu hos GE och Vestas modeller.



Figur 5.9: Genererad aktiv effekt för GE och Vestas modeller

Baserat på vilken tidpunkt som den generiska modellen passerar 1.0 pu och vid vilken strömnivå som återhämtningen börjar så kan det generiska värdet på återhämtningshastigheten,  $R_{ip\_LVPL}$ , beräknas:

$$R_{ip\_LVPL} = \frac{(1.0 - 0.42)pu}{(1.19 - 0.8)s} \approx 1.5pu/s \quad (5.11)$$

De generiska värdena för spänningsgränserna i LVPL baseras på de värden som beräknades för anpassningen av Vestas modell.

Generiska värden för tidskonstanterna för lågpasfiltren i generatormodellen antas vara samma som vid anpassning av GEs och Vestas modeller. Analogt med anpassningen av GE och Vestas modeller så inaktiveras PLL-sekvensen i generatormodellen även för de generiska värdena.

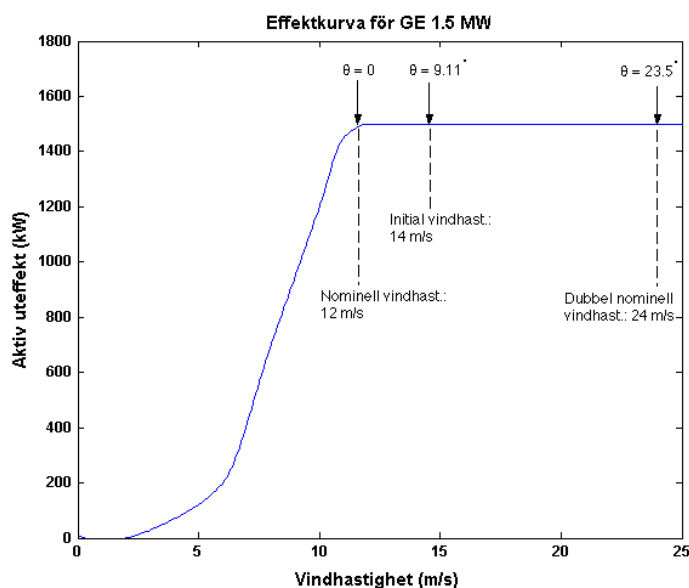
Generatorns nominella effekt är 2.0 MW för generiska fall. Anledningen är att en del av de generiska värden som tagits fram är baserat på medelvärden mellan GE och Vestas parametervärden, där GEs generator har en nominell effekt på 1.5 MW och Vestas generator 3.0 MW. Därför bör det generiska värdet ligga inom intervallet 1.5 MW och 3.0 MW.

## 5.4 Turbinmodell (WT3T1)

I beskrivningen av den inbyggda DFIG modellen i kapitel 3.1.3 så förklaras det hur PSS/Es inbyggda modell innehåller en förenklad aerodynamisk modell. För att modellen ska kunna beräkna hur stor pitchvinkel turbinbladen ska vinklas med vid en specifik vindhastighet så måste en initial vindhastighet,  $V_w$ , och en pitchvinkel vid dubbla nominella vindhastigheten,  $\theta_2$ , anges. Dessa parametrar kan tas fram genom att studera tillverkarens effektkurva för vindkraftverket för att erhålla nominell vindhastighet och genom simulering med dubbel nominell vindhastighet erhålla pitchvinkeln  $\theta_2$ . Initial pitchvinkel kan också erhållas från en dynamisk simulering, och genom att lösa ut  $V_w$  ur ekvation (3.7) så kan den initiala vindhastigheten tas fram.



Denna metod användes vid anpassning av GEs modell. Effektkurvan som användes illustreras i Figur 5.10, som indikerar den nominella vindhastigheten för GEs vindkraftsmodell. Det betyder att för vindhastigheter över denna nominella hastighet så kommer turbinbladens pitchvinkel att öka med ökad vindhastighet för att hålla den mekaniska effekten konstant. För att hitta ett korrekt värde på  $\theta_2$  så behövs den nominella vindhastigheten för GEs vindkraftverk räknas fram, dvs den vindhastighet som genererar nominell effekt vid minimal pitchvinkel. Detta gjordes genom att variera den initiala vindhastigheten tills dess att pitchvinkeln blev nära noll. Den vindhastighet som då kunde avläsas motsvarade således den nominella vindhastigheten. Därefter gjordes en simulering med dubbla nominella vindhastigheten för att erhålla  $\theta_2$ .



Figur 5.10: Effektkurva för GE 1.5 MW

I Vestas modell finns dock ingen aerodynamisk modell inkluderat som beskriver hur vindhastigheten och turbinbladens pitchvinkel förhåller sig till varandra. Den inbyggda modellen kräver dock detta förhållande för att hitta en korrekt initial pitchvinkel. Därför antas initial vindhastighet,  $V_w$ , och pitchvinkel vid dubbel nominell vindhastighet,  $\theta_2$ , vara samma som i fallet för GEs vindkraftverk.

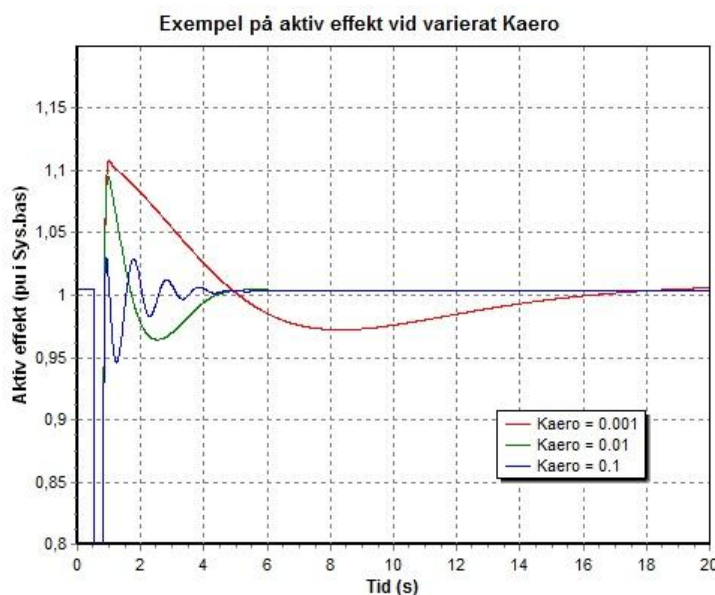
I den aerodynamiska delen av turbinmodellen så ska även värdet på en aerodynamisk konstant,  $K_{aero}$ , anges. Värdet på den aerodynamiska konstanten ska spegla hur mycket den mekaniska effekten sjunker eller ökar vid en förändring av turbinbladens pitchvinkel. Det betyder att ett högt värde på  $K_{aero}$  ger en större och snabbare förändring av den mekaniska effekten vid en ändring av pitchvinkeln än för ett lägre värde på  $K_{aero}$ , se ekvation (3.4)-(3.6) för mer beskrivning. Stora förändringar i mekanisk effekt, det vill säga högt  $K_{aero}$ , ger i sin tur upphov till kraftigare avvikelser i rotorhastigheten,  $\omega$ , hos generatoren vid pitchning av turbinbladen, vilket skapar större oscillationer i genererad elektrisk effekt. Ett för lågt värde på  $K_{aero}$  kan dock innebära en kraftig avvikelse i rotorhastigheten vid ett systemfel då skillnaden i elektrisk effekt och mekanisk effekt kan bli alltför stor. I Figur 5.11 så visas ett exempel på hur genererad aktiv effekt beror av olika värden på  $K_{aero}$ .

I tester som gjorts i detta projekt av hur känslig en dynamisk simulering är av parametern  $K_{aero}$ , så har det visat sig att värden mellan 0.001 och 0.1 på  $K_{aero}$  ger relativt stabila resultat med ökande oscillationer för genererad aktiv effekt vid ökande värden på  $K_{aero}$ . Detta gäller dock när turbin och generator modeller-

ras som en enkel massa. Vid modellering av dubbla massor så är resultaten betydligt känsligare för värdet på  $K_{aero}$ . Vid en testsimulering av ett 250 millisekunder långt trefasfel vid vindkraftsparkens anslutning till elnätet upptäcktes en instabilitet för värden över 0.05 vid återhämtningen efter systemfelet. Tabell 5.3 visar vilka intervall som visat sig ge stabila simuleringar. Observera att dessa intervall kan vara bredare för "lindrigare" typer av systemfel. Dock ska  $K_{aero}$  anta ett värde som speglar vindkraftverkets samband mellan förändringar i mekanisk effekt och pitchvinkel enligt ekvation (3.6). I anpassningen av GEs modell så användes ett värde för  $K_{aero}$  baserat på en rapport från GE [17]. För Vestas modell så testades flera värden på  $K_{aero}$  tills att en så bra anpassning som möjligt uppnåddes.

Tabell 5.3: Identifierade intervall för värden på  $K_{aero}$  som ger stabila simuleringar

	Identifierat stabilt intervall för $K_{aero}$
Modellering med enkel massa	$0.001 < K_{aero} < 0.1$ , men eventuellt högre
Modellering med dubbla massor	$0.001 < K_{aero} < 0.05$



Figur 5.11: Exempel på hur aktiv effekt beror av den aerodynamiska konstanten  $K_{aero}$

Vid anpassning av mekaniska egenskaper för en specifik tillverkares vindkraftverk med den inbyggda modellen så behöver ett antal parameter räknas fram beroende på om turbin och generator ska modelleras som en enkel massa eller dubbla massor. Vid modellering av en enkel massa behöver enbart tröghetskonstant och generatorns dämpningsfaktor beräknas fram, men vid modellering av dubbla massor måste även turbinaxelns resonansfrekvens och turbinaxelns dämpningsfaktor anges.

I anpassningen som gjorts för GEs mekaniska modell så rekommenderar den tekniska beskrivningen att turbin och generator modelleras som en enkel massa [16]. Samtliga mekaniska parameter som behövs i den inbyggda modellen finns inkluderade i GEs egna modell och kan därför hämtas direkt därifrån.

I Vestas egna mekaniska modell anges tröghetsmoment för både turbin och generator vilket indikerar på att Vestas använder sig av en modellering av dubbla massor. I anpassningen av Vestas modell med den

inbyggda modellen behövdes de mekaniska parametrarna räknas om från de parameterar som Vestas modell anger för att motsvara de parametrar som den inbyggda modellen kräver i modellering av dubbla massor. I ekvation (5.12) till ekvation (5.19) visas ett exempel på hur de mekaniska parametrarna beräknades fram för att modellera Vestas vindkraftverk som dubbla massor i den inbyggda modellen. Tabell 5.4 visar de mekaniska parametrar som finns angivna i Vestas modell. Utifrån dessa kan ett antal sökta parametrar i PSS/Es inbyggda modell beräknas. De sökta parametrarna för den inbyggda modellen är angivna i Tabell 5.5. Beräkningarna är baserade på [22] [23].

Tabell 5.4: Mekanisk data i Vestas modell

Vestas mekaniska modell	
Parameter	Beskrivning
$\omega_G$	nominell rotorhastighet (rad/s)
$T_{nom}$	nominellt vridmoment (Nm)
$J_{turb}$	tröghetsmoment, turbin ( $\text{kgm}^2$ )
$J_{gen}$	tröghetsmoment, generator ( $\text{kgm}^2$ )
$K_S$	styvhet i rotoraxel (Nm/rad)
$D_{Shaft}$	dämpning i rotoraxel (Nm/rad)
$N_{poler}$	antal poler

Tabell 5.5: Mekanisk data som söks i PSS/Es inbyggda modell.

Inbyggd mekanisk modell	
Parameter	Beskrivning
$H$	Total tröghetskonstant, s
$f_1$	Första resonansfrekvensen för torsion i turbinaxeln, Hz
$D_{shaft}$	Turbinaxelns dämpningsfaktor, pu

Mekanisk vinkelhastighet,  $\omega$ , beräknas utifrån nätets vinkelhastighet och antalet poler i generatorm

$$\omega = \frac{\omega_s}{\left(N_{poler}/2\right)} \quad (5.12)$$

Tröghetskonstant för generator och turbin kan beräknas enligt

$$H_{turb} = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_{turb} \omega^2}{VA_{rated}} \quad (5.13)$$

$$H_{gen} = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_{gen} \omega^2}{VA_{rated}} \quad (5.14)$$

Total tröghetskonstant och andel tröghet från turbin blir:

$$H = H_{turb} + H_{gen} \quad (5.15)$$

$$H_{frac} = \frac{H_{turb}}{H} \quad (5.16)$$

För att kunna beräkna resonansfrekvensen i turbinaxeln så måste styvheten i axeln beräknas i per unit:

$$K_{S\_pu} = \frac{\omega_s}{VA_{rated} \left(\frac{N_{poles}}{2}\right)^2} \cdot K_S \quad (5.17)$$

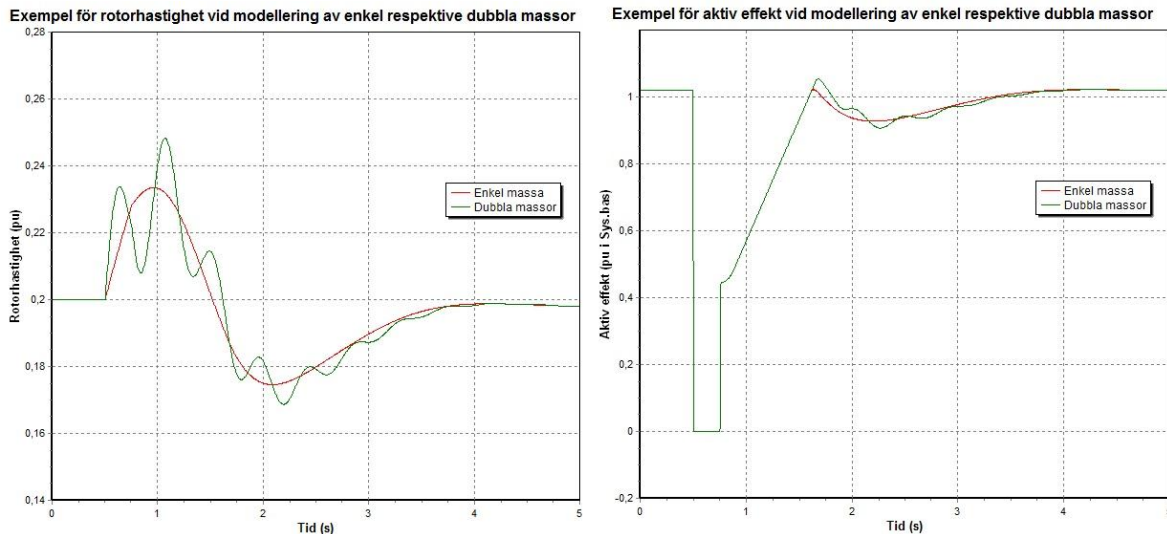
Första resonansfrekvensen i turbinaxeln blir då:

$$f_1 = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{\omega_s K_{S\_pu} (H_{turb} + H_{gen})}{2H_{turb} H_{gen}}} \quad (5.18)$$

Turbinaxelns dämpningsfaktor beräknas om i per unit:

$$D_{Shaft\_pu} = D_{shaft} \frac{\omega}{T_{nom}} \quad (5.19)$$

I Figur 5.12 visas resultatet av hur aktiv effekt och rotorhastighet skiljer sig då turbin och generator har modellerats som en enkel massa jämfört med dubbla massor efter ett pålagt trefasfel vid vindkraftparkens knutpunkt till elnätet.



Figur 5.12: Exempel på hur rotorhastighet och aktiv effekt skiljer sig om generatorrotor och turbin modelleras som en enkel massa eller dubbla massor

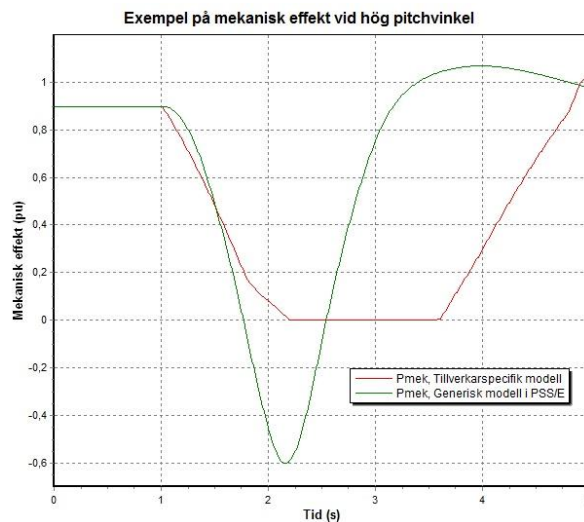
De generiska parametervärdena i den mekaniska modellen har tagits fram utifrån medelvärden av GE och Vestas parametervärden i den inbyggda modellen. Turbinens och generatorns massor är i den generiska representationen approximerad som en enkel ekvivalent massa. Detta beror på att enbart Vestas, utav GE och Vestas modeller, är modellerad med dubbla massor och därför ansågs det att de generiska värdena i den inbyggda modellen skulle ge en större osäkerhet om den modellerades med dubbla massor än med enkel massa.

## 5.5 Pitchmodell (WT3P1)

Vid anpassning av egenskaperna i pitchsystemet hos en specifik tillverkare så ska konstanterna  $K_{PP}$ ,  $K_{IP}$ ,  $K_{PC}$ , och  $K_{IC}$  i PI regulatorerna i ”Pitch Control” och ”Pitch Compensation”, som visades i Figur 3.9, regleras så att avvikelsen i generatorhastighet och aktiv effekt översätts till en motsvarande pitchvinkel för att kompensera för avvikelsen. Till exempel så skulle  $K_{PP}=100$  grader/(pu  $\omega$ ) innebära att turbinbladen vinklas en grad för en hastighetsavvikelse på 0.01 pu.  $K_{IP}$  och  $K_{IC}$  justerar avvikelser som inte reglerats tillräckligt i tidigare tidssteg. Dessa fyra konstanter är specifika för varje enskild tillverkare beroende på turbinens utformning och strategi för pitchreglering.

Vid simuleringar har det visat sig att den inbyggda modellen inte har någon begränsning för den mekaniska effekten som absorberas av turbinen. Det innebär att vid stora hastighets- eller effektavvikelser så kan en allt för stor pitchvinkel innebära att den mekaniska effekten blir negativ. Negativ effekt är inte rimligt och detta måste därför begränsas ”manuellt” genom att beräkna en maximal pitchvinkel,  $\theta_{max}$ , utifrån initial pitchvinkel och  $K_{aero}$  enligt ekvation (5.20). Figur 5.13 visar ett exempel på en simulering där pitchvinkeln ökat så pass att den mekaniska effekten antar negativa värden. Initial pitchvinkel och  $K_{aero}$  finns i beskrivningen för aerodynamiska modellen i kapitel 3.1.3.

$$\theta_{max} = \frac{\theta_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{\theta_0}{2}\right)^2 + \frac{P_{m0}}{K_{aero}}} \quad (5.20)$$



Figur 5.13: Exempel på mekanisk effekt i generisk och tillverkarspecifik modell vid hög pitchvinkel

Utformningen av pitchmodellen i GEs modell är identisk med den inbyggda pitchmodellen i PSS/E och parametervärdena i GEs modell kunde därför användas direkt i den inbyggda pitchmodellen. Den maximala tillåtna pitchvinkeln var dock tvungen att justeras enligt ekvation (5.20) för att den mekaniska effekten inte ska anta negativa värden.

Eftersom Vestas modell inte innehåller någon pitchmodell så finns inga motsvarande parametrar att anpassa den inbyggda pitchmodellen efter. Rekommenderade parametervärden för Vestas i den inbyggda modellen är därför framtagna utifrån flertalet simuleringar för att ge en genererad aktiv effekt som på bästa sätt representerar beteendet från Vestas modell. De generiska parametervärdena för pitchmodellen

valdes till samma värden som för GEs modell då de ansågs ge den bästa anpassningen av både GE och Vestas modeller.

## 5.6 Simuleringsresultat

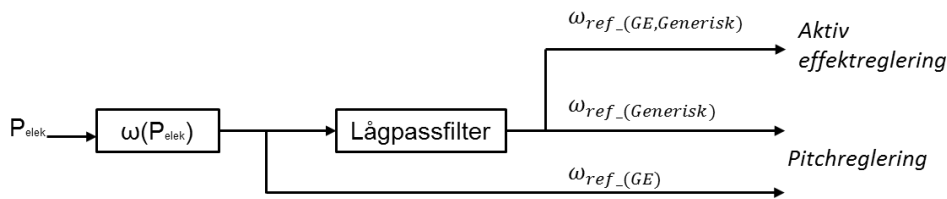
I detta avsnitt visas hur genererad aktiv och reaktiv effekt samt terminalspänning i den inbyggda modellen i PSS/E har anpassats till det beteende som GEs och Vestas egna modeller beskriver vid ett trefasfel följt av en bortkoppling av en ledning enligt felfallet som beskrevs i kapitel 4.2. Observera att aktiv och reaktiv effekt är angivna i systembas men spänning i generatorns maskinbas. I felfallsstudien simulerades två olika scenarion för att undersöka hur modellerna skiljer sig åt då användaren valt att generera nominell aktiv effekt respektive hälften av nominell aktiv effekt.

### 5.6.1 Aktiv effekt

Resultaten för den aktiva effekten från de dynamiska simuleringarna som gjorts med GEs och Vestas vindkraftsmodeller med tillhörande anpassning med PSS/Es inbyggda modell visas i Figur 5.15 till Figur 5.18 samt en generisk anpassning av båda modellerna visas i Figur 5.19 och Figur 5.20.

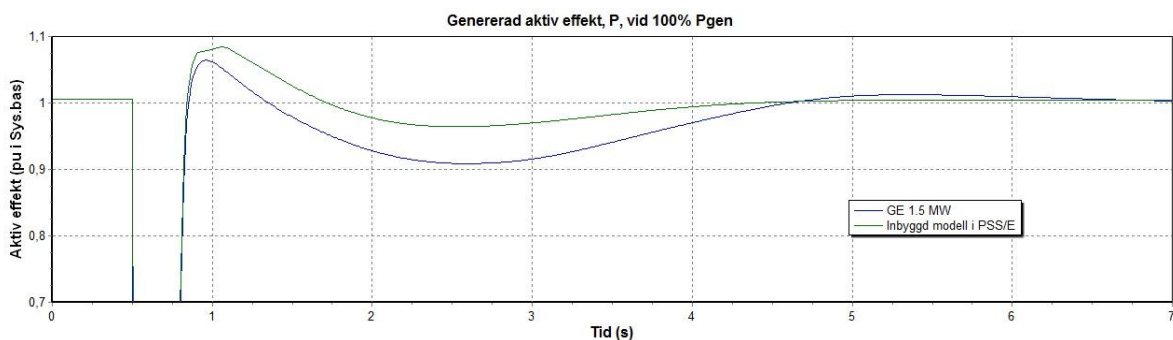
**Anpassning av GEs modell:** I Figur 5.15 och Figur 5.16 kan man observera en avvikelse mellan GEs modell och den inbyggda modellen i överslaget vid tiden 1 sekund och hur snabbt de olika modellerna kommer tillbaka till sitt jämviktsläge. Den inbyggda modellen uppvisar ett något kraftigare överslag än GE's modell, vilket dels grundar sig i att GE's modell inkluderar ett lågpasfilter som filtrerar styrsignalen,  $P_{ordr}$ , för den aktiva effekten för alla värden över 1.0 pu. Detta lågpasfilter finns inte inkluderat i den inbyggda modellen och beteendet kan därför inte återskapas.

Upphovet till underslaget som syns mellan 1.5 sekunder och 4.5 i Figur 5.15 beror på att generatorhastigheten inte hunnit återgå till sitt jämviktsläge utan varierar på grund av att mekanisk- och elektrisk effekt fortfarande avviker från varandra efter systemfelet. Hur mycket den mekaniska och elektriska effekten avviker från varandra, och därmed hur stor variationen är i generatorhastigheten beror i sin tur på hur snabbt pitchsystemet hos turbinen hinner reagera och vinkla turbinbladen då felet inträffar för att motverka accelerationen i generatorn. Dock kan en viss skillnad i underslag noteras mellan de olika modellerna i Figur 5.15. Skillnaden beror på att referenssignalen för generatorhastigheten i pitchregleringen är olika för GE's modell och den inbyggda modellen. Med andra ord så vinklas turbinbladen betydligt mer i GE's modell än i den inbyggda modellen vid det pålagda systemfelet, vilket gör att generatorhastigheten decelererar kraftigare i GE's modell mellan intervallet 1 sekund och 2.5 sekunder än den inbyggda modellen. I Figur 5.14 så visas en del av reglersystemet för aktiv effekt och hur generatorhastighetens referenssignal bestäms i båda modellerna. Referenssignalen för generatorhastigheten mellan modellerna skiljer sig med ett lågpasfilter. GE's modell använder en ofiltrerad referenssignal för pitchregleringen medan referenssignalen i den inbyggda modellen är lågpasfiltrerad. Då tidskonstanten i lågpasfiltret är relativt stor (60 sekunder) så blir det märkbara skillnader i resultatet för den aktiva effekten vid dynamiska simuleringar. Att eliminera lågpasfiltret i den inbyggda modellen genom att sätta tidskonstanten till noll löser inte problemet eftersom samma lågpasfilter med stor tidskonstant används för reglering av aktiv effekt i GEs modell.

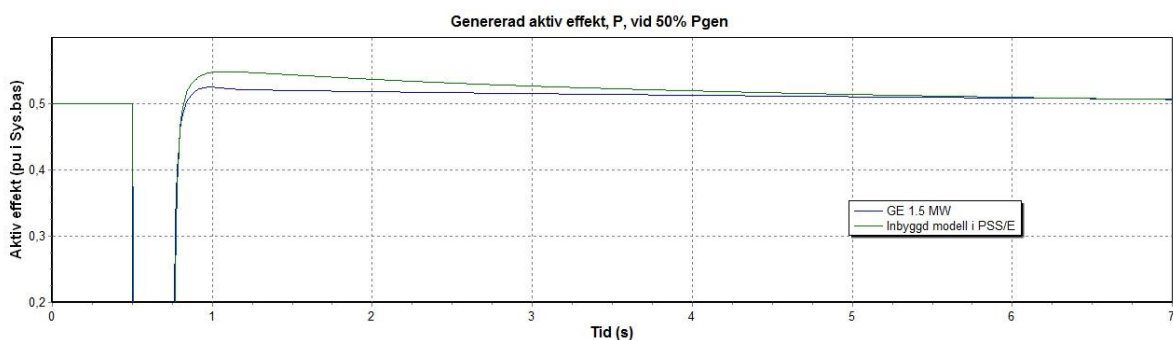


Figur 5.14: Del av regelsystemet för aktiv effekt som visar på hur referenssignalen för generatorhastigheten skiljer sig i GEs modell och den inbyggda modellen

Dock ska det poängteras att den tekniska beskrivningen från GE hävdar att referenssignalen som matas till pitchregleringen i GEs modell ska vara lågpasfiltrerad precis som i den inbyggda modellen. Därför är det ovisst om referenssignalen i GEs modell verkligen är korrekt. Därmed kan underslaget i GEs modell i Figur 5.15 vara missvisande i detta avseende. Av den anledningen har valet gjorts att inte försöka anpassa GE's kurva med den inbyggda modellen mer än resultatet i Figur 5.15. GE har kontaktats för att få en bekräftelse på denna avvikelse i modellen men inget svar har ännu inkommit.



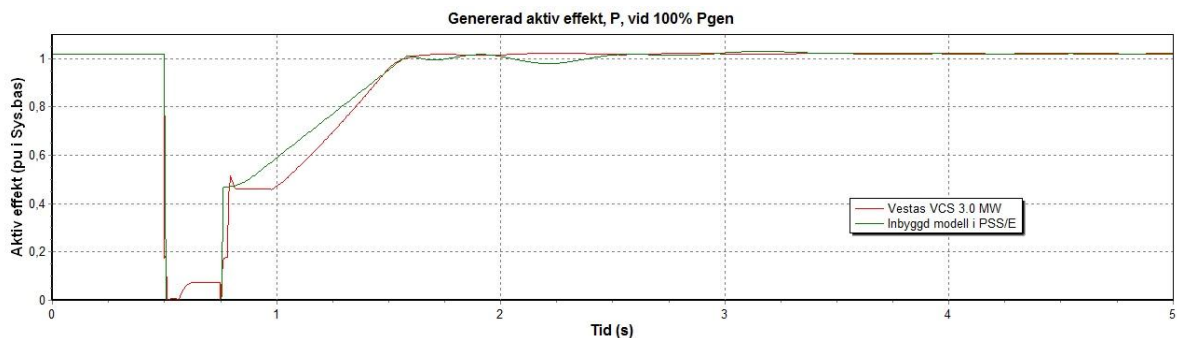
Figur 5.15: Genererad aktiv effekt för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s



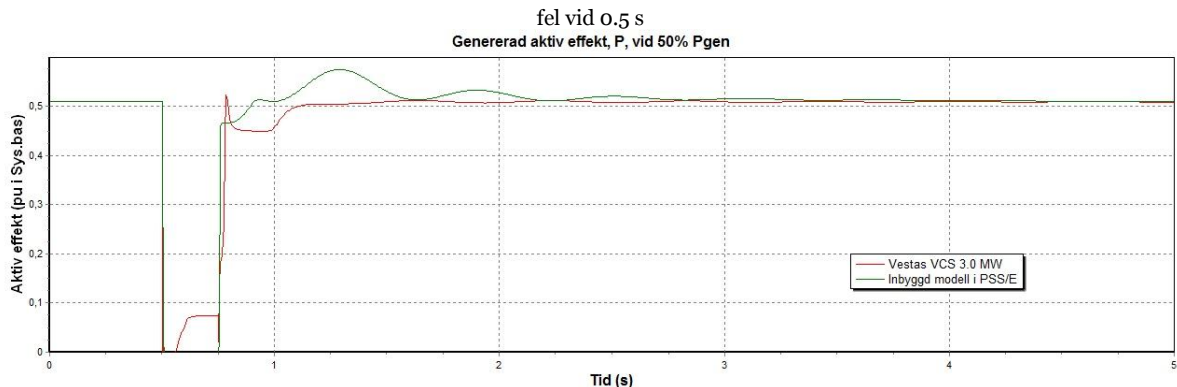
Figur 5.16: Genererad aktiv effekt för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50 % effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

**Anpassning av Vestas modell:** I Figur 5.17 och Figur 5.18 visas hur genererad aktiv effekt påverkas av systemfelet i Vestas modell och motsvarande anpassning med PSS/Es inbyggda modell. Den aktiva effekten i Vestas modell återhämtar sig till strax innan 0.5 pu omedelbart efter felet. Därefter avtar hastigheten och effekten stiger till jämviktsläge med cirka 1.0 pu per sekund för att sedan plana ut i jämvikt. Detta beteende som Vestas modell uppvisar mellan det att felet kopplas bort till dess att den aktiva effekten nått

jämviktsnivå, dvs mellan 0.75 sekunder och 1.6 sekunder, kan återskapas till en viss del av den inbyggda modellen. Genom att justera parametrarna för LVPL i generatoren hos den inbyggda modellen så kan användaren anpassa hur mycket aktiv ström som kan genereras under feltiden samt med vilken hastighet som strömmen ska återhämta sig efter det att felet kopplats bort. Trots att ström och spänning är större än noll under feltiden så är den aktiva effekten noll i den inbyggda modellen. Det beror på en ytterligare skyddsfunktion, LVACL, som stryker strömmen helt vid spänningsfall som understiger 0.4 pu. När spänningen sedan återhämtat sig till jämviktsnivå omedelbart efter felet, så inaktiveras LVACL och effektens återhämtningshastighet till jämviktsläget beror på hur snabbt den aktiva strömmen återhämtas, eftersom spänningen uppnått ca 1.0 pu.



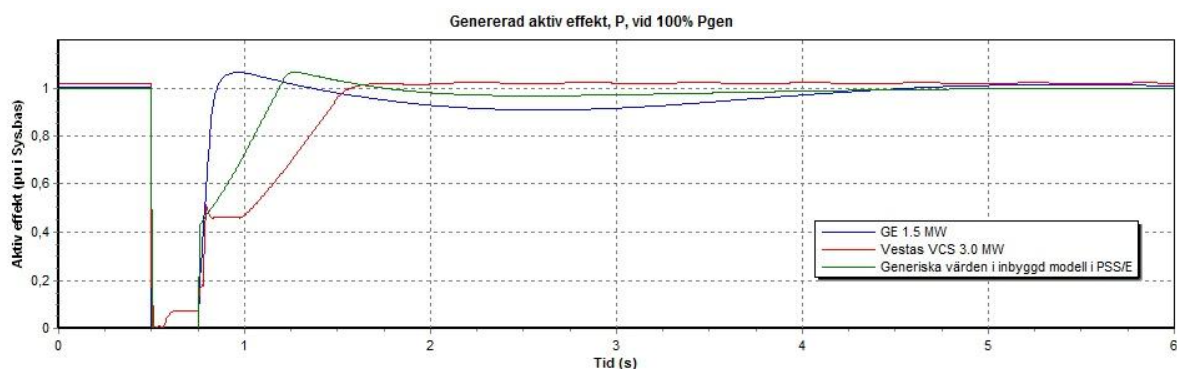
Figur 5.17: Genererad aktiv effekt för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s



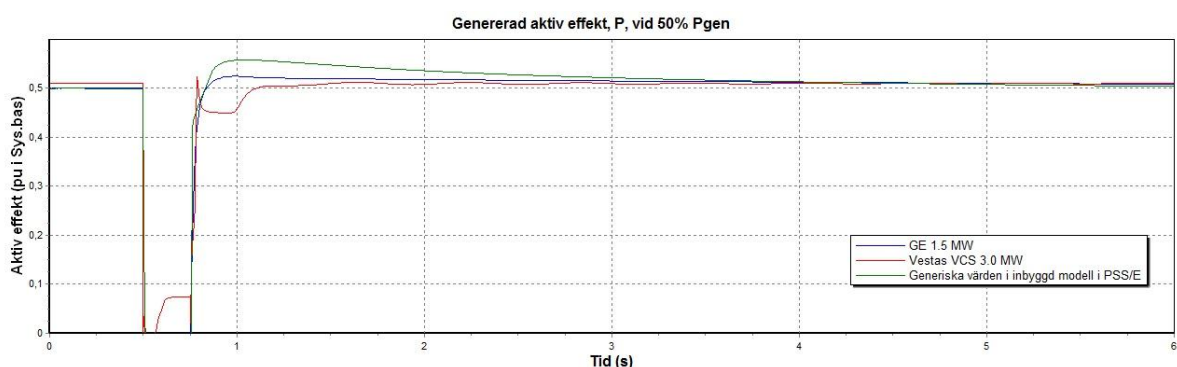
Figur 5.18: Genererad aktiv effekt för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50 % av maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

**Anpassning av generisk modell:** I strävan av att fånga tydliga dynamiska beteenden i både GEs och Vestas modeller för att på så sätt beskriva beteendet hos en godtycklig tillverkare så har en generisk anpassning med generiska parametervärden gjorts. I Figur 5.19 visas hur den inbyggda modellen fångar över- och underslag i GEs modell samt den mer långsamma återhämtningen av den aktiva effekten i Vestas modell vid 100 % av nominell genererad effekt. Vid en simulering med 50 % genererad effekt så visade det sig att den inbyggda modellen gav ett kraftigare överslag än både GE och Vestas modeller omedelbart efter felet. Därför kan denna typ av simuleringar med den inbyggda modellen ge resultat som visar på kraftigare oscillationer än vad ett vindkraftverk från GE eller Vestas egentligen skulle uppvisa.





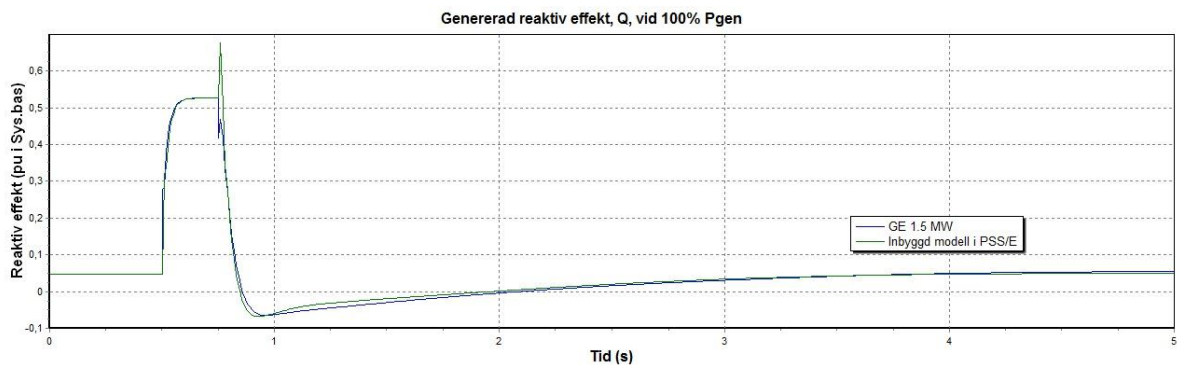
Figur 5.19: Genererad aktiv effekt för GEs och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s



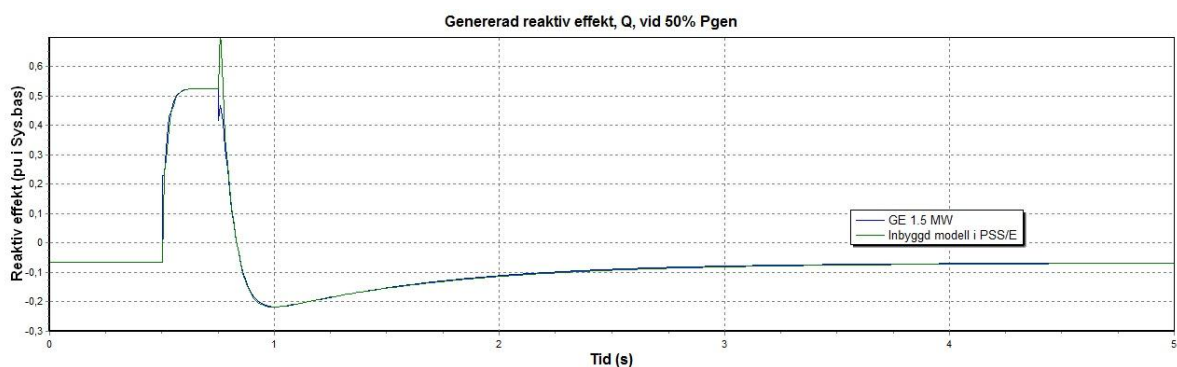
Figur 5.20: Genererad aktiv effekt för GEs och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid 50 % effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

## 5.6.2 Reaktiv effekt och terminalspänning

Utformningen av den reaktiva effektregleringen i den inbyggda modellen är i princip identisk med modellen från GE. Därav kan man notera att resultaten i Figur 5.21 och Figur 5.22 är näst intill identiska från den dynamiska simuleringen. Som tidigare nämnts så är simuleringarna i detta projekt gjorda med en reaktiv effektreglering som styrs av uträknad effektfaktor i lastflödet. Det betyder att reglersystemet försöker styra genereringen av reaktiv effekt så att en konstant effektfaktor alltid bibehålls. Därför kommer den reaktiva effektregleringen bero av vilken aktiv effekt som genereras. En märkbar avvikelse mellan modellerna i den aktiva effekten (se Figur 5.15) kan därför ge upphov till en avvikelse i genererad reaktiv effekt mellan modellerna, se Figur 5.21 från 1 sekund till 3 sekunder. Då avvikelsen mellan modellerna är relativt liten i genererad aktiv effekt vid 50 % av nominell generering så syns ingen märkbar skillnad mellan modellerna i den reaktiva effekten i Figur 5.22.

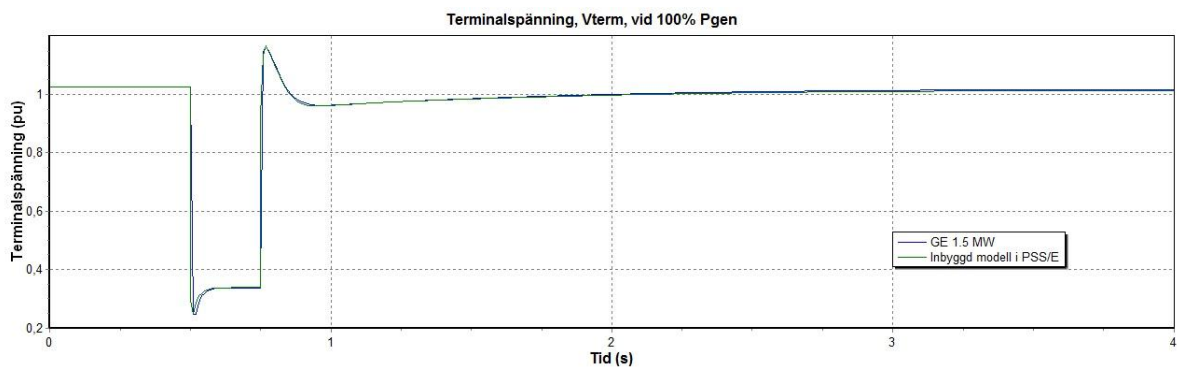


Figur 5.21: Genererad reaktiv effekt för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt genererad aktiv effekt

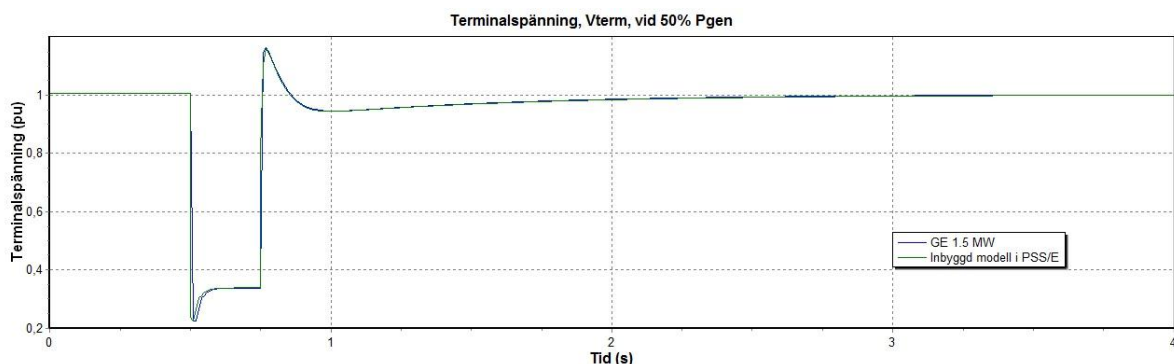


Figur 5.22: Genererad reaktiv effekt för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50 % av nominell genererad aktiv effekt

Terminalspänningen beror nästan uteslutande av den reaktiva effekt som genereras eller absorberas av vindkraftverket. Eftersom anpassningen av den genererade reaktiva effekten från den inbyggda modellen som visas i Figur 5.21 och Figur 5.22 är näst intill identisk med GEs modell så kommer även resultatet för terminalspänningen att vara identiska mellan modellerna, se Figur 5.23 och Figur 5.24.

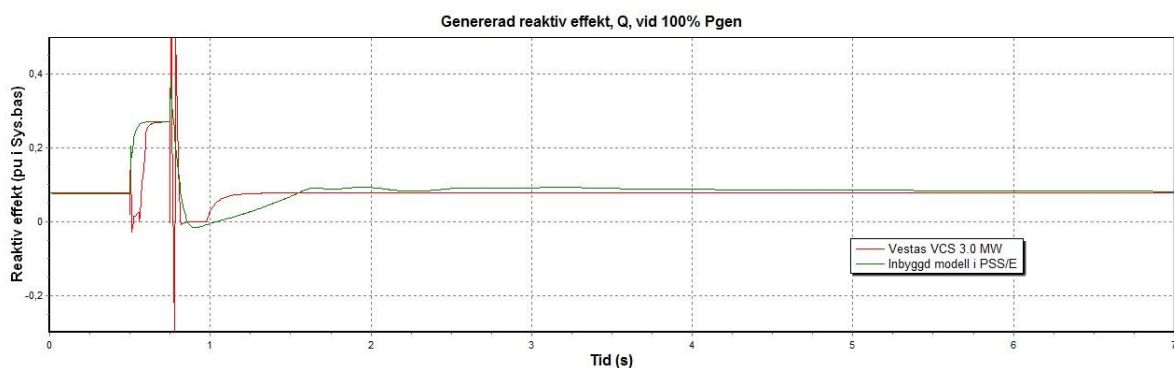


Figur 5.23: Terminalspänning för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt genererad aktiv effekt

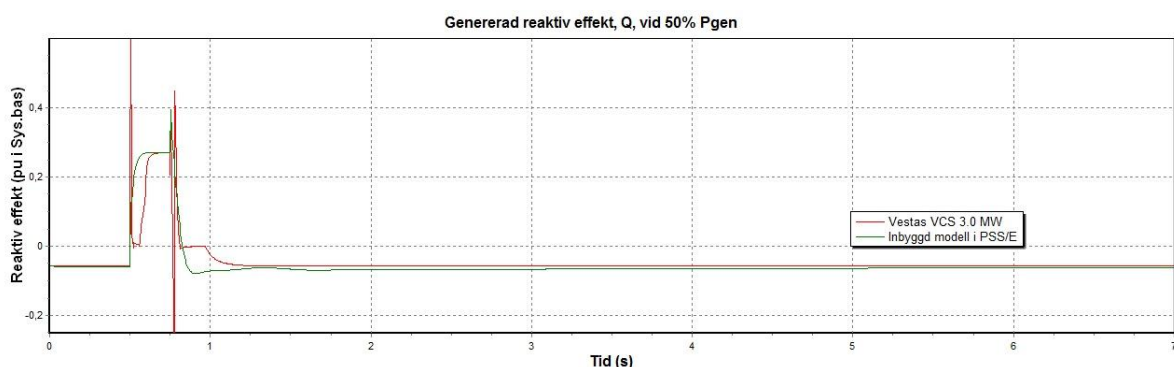


Figur 5.24: Terminalspänning för GEs modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50 % av nominell genererad aktiv effekt

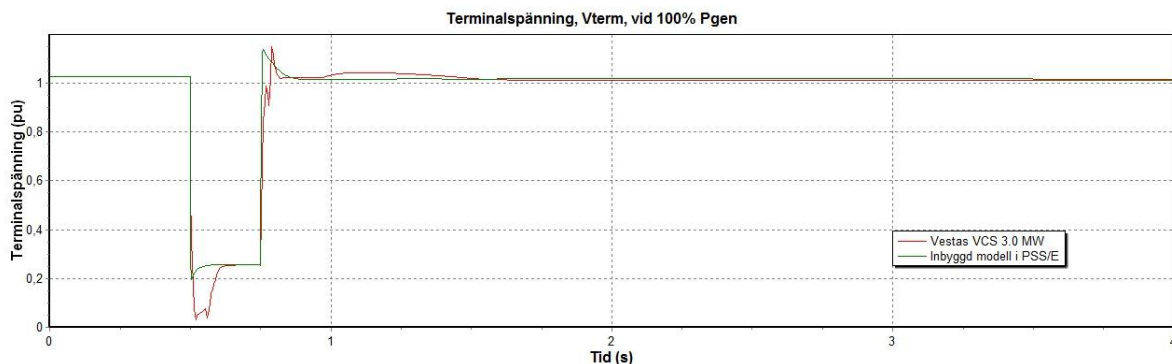
**Anpassning av Vestas modell:** I anpassningen av den reaktiva effekten i Vestas modell har parametrarna i den inbyggda modellen reglerats så att återhämtningen av reaktiv effekt till jämviktläget fångar Vestas beteende på bästa sätt. Som Figur 5.25 visar så kan inte den inbyggda modellen följa beteendet i Vestas modell till samma precision som vid anpassningen av GEs modell. En av skillnaderna är att den reaktiva effekten i den inbyggda modellen inte återhämtas lika snabbt som i Vestas modell. Flexibiliteten i hur reaktiv effekt kan regleras är begränsat till två integrationskonstanter i det reaktiva reglersystemet. Högre värden på dessa än vad som använts i denna anpassning skulle leda till en snabbare återhämtning till jämviktläget men med ökat underslag efter att felet kopplats bort vid cirka 0.8 sekunder, se Figur 5.3 i avsnitt 5.2 som visar hur den reaktiva effekten beror av integrationskonstanterna.



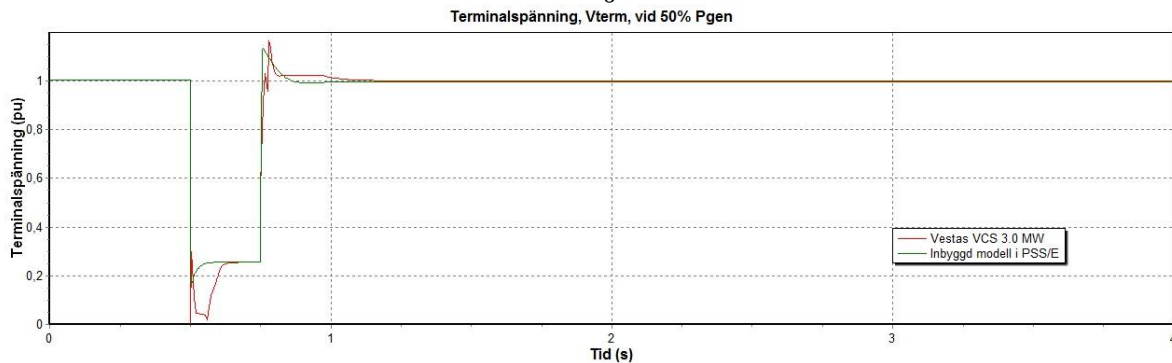
Figur 5.25: Genererad reaktiv effekt för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effekttuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s



Figur 5.26: Genererad reaktiv effekt för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50% av maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

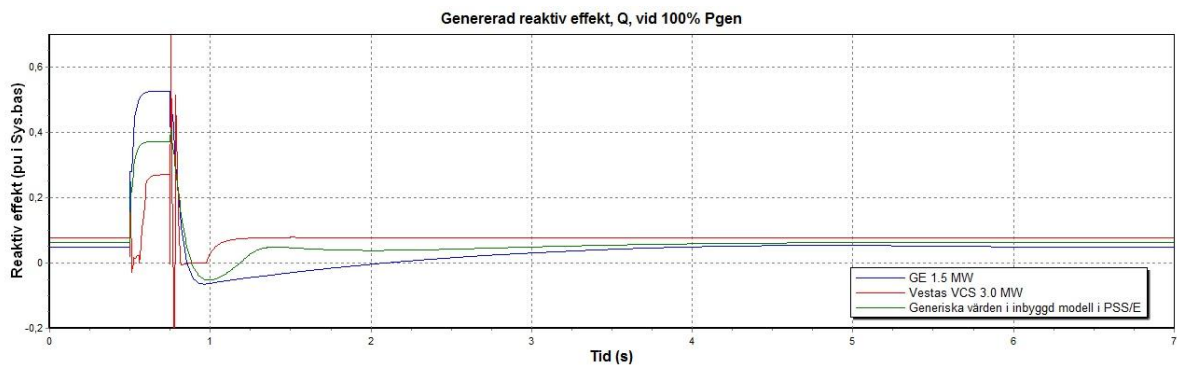


Figur 5.27: Terminalsänkning för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

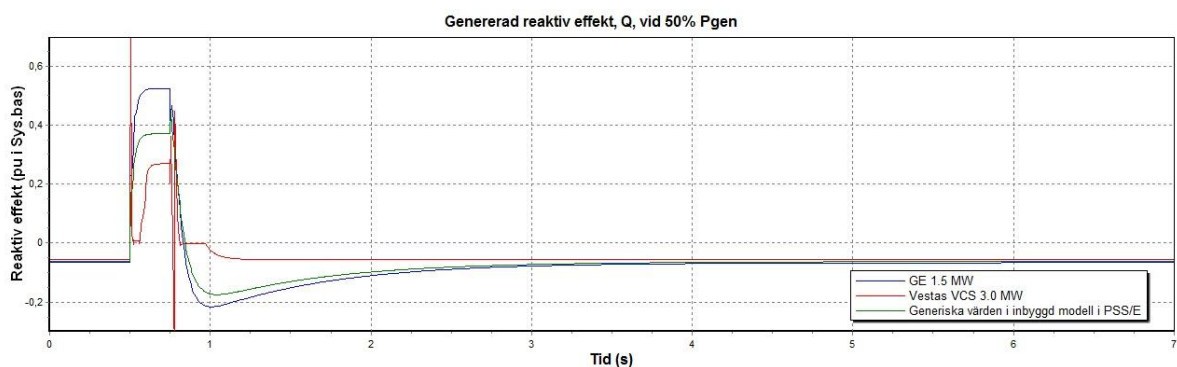


Figur 5.28: Terminalsänkning för Vestas modell och PSS/Es inbyggda modell vid 50 % av maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

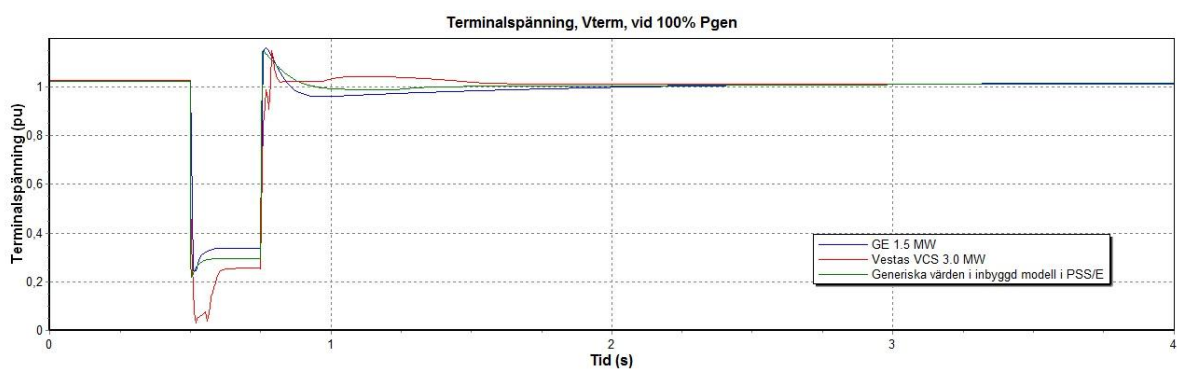
**Anpassning av generisk modell:** I de generiska parametervärdena med den inbyggda modellen så har reaktiv effekt anpassats så att inmatning av effekt under feltiden är ett medelvärde av vad som matas in med GEs respektive Vestas modell. Detta gjordes genom justera källimpedansen för den inbyggda modellen. Vid återhämtningen efter felet vid 100 % genererad effekt, se Figur 5.29, så har anpassningen strävat efter att dels fånga GEs underslag vid cirka 1 sekund samt att fånga den relativt snabba återhämtningen till jämviktläge i Vestas modell. Terminalsänknigen vid nominell genererad aktiv effekt visas i Figur 5.31 och ger precis som den reaktiva effekten ett beteende som ligger mellan GE och Vestas beteenden. Vid generering av 50 % av nominell aktiv effekt så tenderar beteendet i inmatning av reaktiv effekt och terminalsänkning i Figur 5.30 respektive Figur 5.32, med de generiska parametervärdena att mer likna GEs beteende än det Vestas uppvisar.



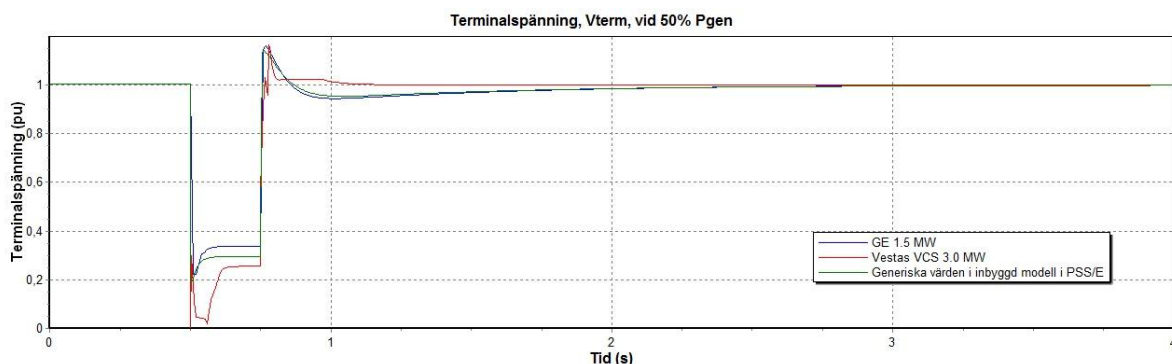
Figur 5.29: Genererad reaktiv effekt för GEs och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s.



Figur 5.30: Genererad aktiv effekt för GEs och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid 50 % effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s.



Figur 5.31: Terminalspänning för GEs och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid maximalt effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s.

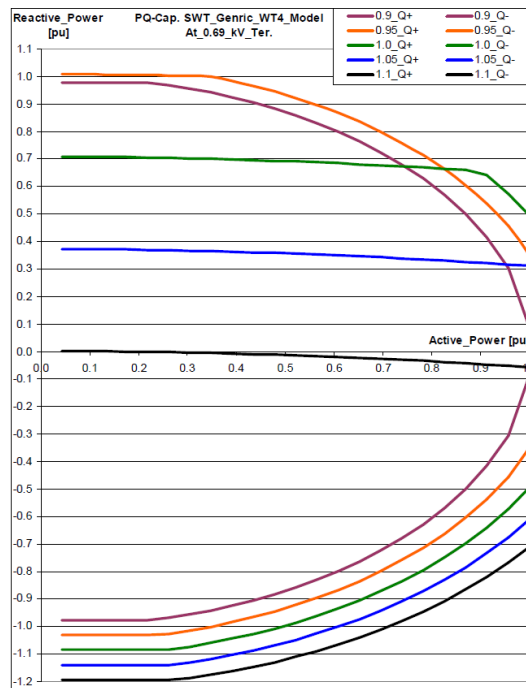


Figur 5.32: Terminalspänning för GE:s och Vestas modeller med en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell vid 50 % effektuttag och pålagt systemfel vid 0.5 s

## 6 Dynamisk anpassning av tillverkarspecifika modeller med PSS/Es inbyggda modell med full-effektomriktare

I studien av att hitta en generisk anpassning med PSS/Es inbyggda modell för vindkraftverk med full-effektomriktare så undersöktes det dynamiska beteendet hos vindkraftsmodeller från tillverkarna Siemens och Enercon. Respektive tillverkare har flera olika storlekar av vindkraftverk som skiljer sig i form av olika parametervärden i respektive vindkraftsmodell. Bland Siemens vindkraftverk så har Siemens SWT 2.3 MW undersökts och för Enercon så studerades Enercon E-82 2.0 MW. Värt att nämna är att den senaste inbyggda modellen i PSS/E version 33 baseras helt på Siemens modell. Alla simuleringar med Enercons modell är gjorda i PSS/E version 32 då det inte fanns tillgång till en senare version medan simuleringar med Siemens och den inbyggda modellen är gjorda i PSS/E version 33.

Vid en dynamisk simulering med Siemens modell och den inbyggda modellen så måste den genererade reaktiva effekten,  $Q_{gen}$ , sättas innanför PQ-kurvan som visas i Figur 6.1. I annat fall kommer en omedelbar förändring av aktiv och reaktiv effekt att ske i inledningen av en dynamisk simulering för att hålla arbetspunkten innanför PQ-kurvan [24]. Den PQ-kurva i Figur 6.1 som modellerna använder beror av vindkraftsgeneratorns terminalspänning. Olika kurvor finns från en faktor 0.9 till 1.1 av den nominella terminalspänningen på 690 V.



Figur 6.1: PQ-kurvor för Siemens modell och den inbyggda modellen i PSS/E [24]

I Enercons och den inbyggda (därmed även Siemens) modell finns tre olika val för reaktiv effektreglering:

- Spänningsreglering
- Effektfaktorreglering
- Konstant Q reglering

Utöver de tre regleringsmetoder som nämnts ovan så finns även spänning-droop reglering inkluderat i Enercons modell. Med anledning av arbetets tidsbegränsning så har denna studie enbart fokuserat på en jämförelse av de olika modellerna med spänningsreglering som reglermetod.

I Enercons modell finns även fem olika val av *under-voltage-ride-through* (UVRT) metoder. Det betyder att användaren kan välja hur aktiv- och reaktiv ström ska begränsas i händelse av ett spänningsfall. UVRT metoden aktiveras när spänningen faller under en specificerad gräns. De olika UVRT metoderna beskrivs nedan [25]:

### 1. Zero-Power-Mode (ZPM)

Vid användning av ZPM så blockerar modellen allt utbyte av aktiv- och reaktiv ström med elnätet i händelse av ett systemfel.

$$I_p = 0, \quad I_q = 0 \quad (6.1)$$

När felet är bortkopplat och spänningen återgått till normal nivå så återgår strömmen till normal nivå med en hastighet som bestäms av en specificerad tid,  $T_{ramp}$ .

$$I_{P,Q}(t) = \frac{1}{T_{ramp}} \cdot t \quad (6.2)$$

## 2. PQ-Mode (PQM)

I PQM så begränsas strömmen till ett bestämt referensvärde:

$$I_P = P_{ref,limit}, \quad I_Q = Q_{ref,limit} \quad (6.3)$$

När felet är bortkopplat kopplar modellen direkt om till normal drift.

## 3. Phase-Angle-Mode (PAM)

I PAM så begränsas strömmen till:

$$I_P = P_{ref,limit}, \quad I_Q = K_{PAM} P_{ref,limit} \quad (6.4)$$

där  $0 < K_{PAM} < 1$ . När felet är bortkopplat kopplar modellen direkt om till normal drift.

## 4. QU-Mode (QUM)

Vid drift i QUM så begränsas den reaktiva strömmen till

$$I_Q = I_{Q,0} + \Delta I_Q \quad (6.5)$$

där  $I_{Q,0}$  är samma reaktiva ström som beräknades vid initialiseringen av simuleringen. Den ytterligare strömmen kan beräknas på två olika sätt

$$\text{QUM1:} \quad \Delta I_Q = -2(U_{avg} - U_0) \quad (6.6)$$

$$\text{QUM2:} \quad \Delta I_Q = -K_{QUM}(U_{avg} - U_0 \pm 0.1) \quad (6.7)$$

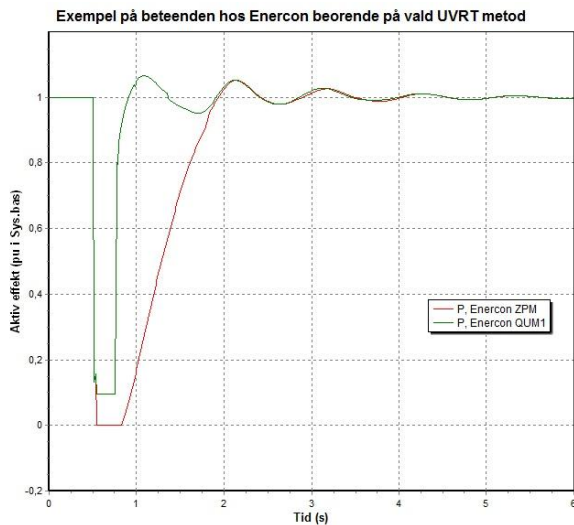
där  $0 < K_{QUM} < 10$ . Aktiv ström begränsas till

$$I_P = P_{ref,limit}$$

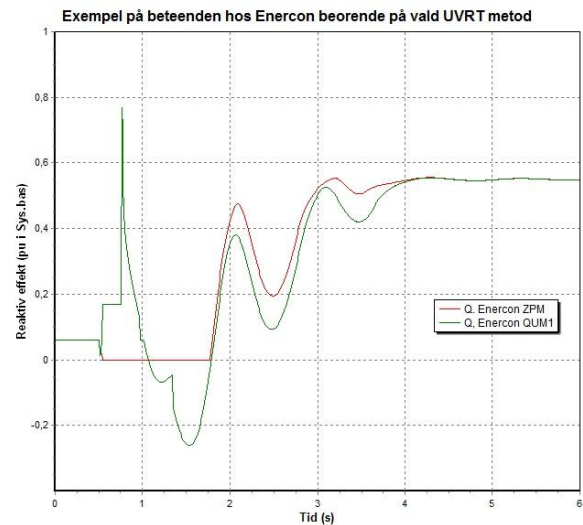
När spänningen återgår till normalnivå så kommer QUM fortsätta att vara aktiv i ytterligare 500 millisekunder innan modellen återgår till normal drift.

Beroende på vilken av dessa UVRT metoder som vindkraftparken använder så visar det dynamiska beteendet märkbara skillnader i händelse av ett systemfel. Figur 6.2 och Figur 6.3 visar ett exempel på hur aktiv och reaktiv effekt skiljer sig om Enercons vindkraftmodell drivs med ZPM eller QUM1 som UVRT metod. Figur 6.3 visar att den reaktiva effekten är noll under hela återhämtningstiden för ZPM. Det beror på att styrsignalen för den reaktiva effekten är negativ under tiden då ZPM är aktiverad. ZPM matar enbart in positiv reaktiv effekt efter felet enligt ekvationen för reaktiv ström och därför är den reaktiva effekten noll under denna period.





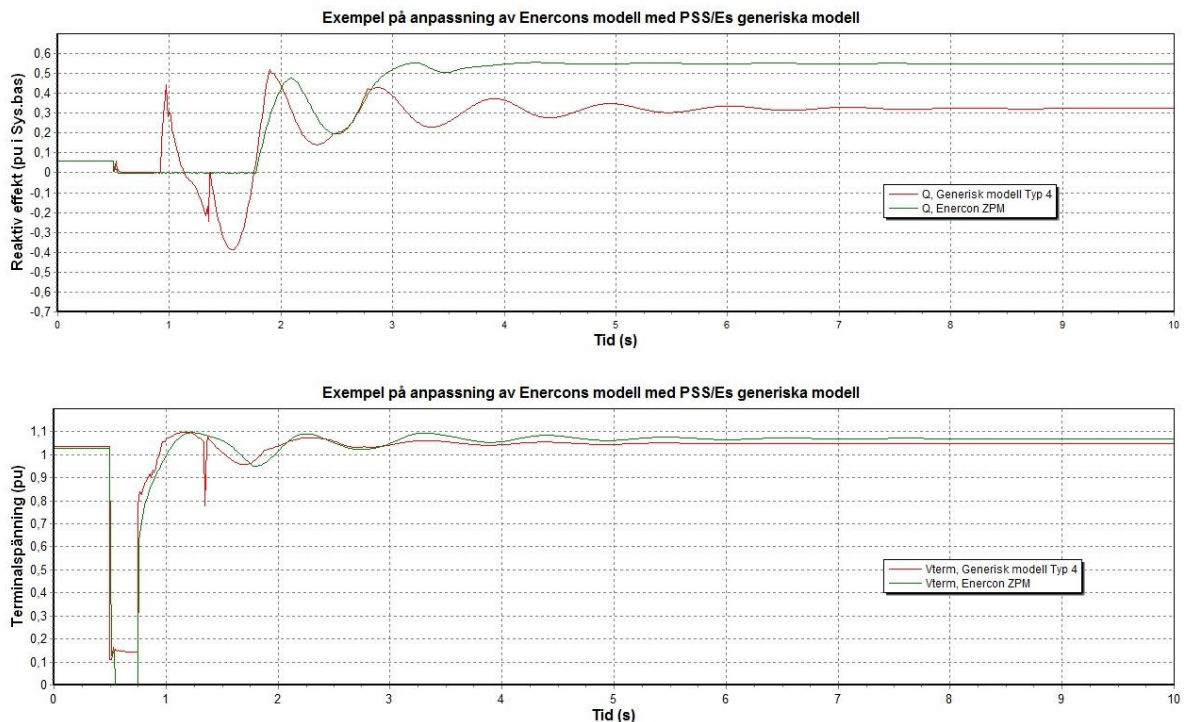
Figur 6.2: Skillnad i aktiv effekt om ZPM eller QUM1 används som UVRT metod i Enercons vindkraftmodell



Figur 6.3: Skillnad i reaktiv effekt om ZPM eller QUM1 används som UVRT metod i Enercons vindkraftmodell

I Siemens och den inbyggda modellen finns enbart en UVRT funktion för den reaktiva effekten som kan aktiveras när terminalspänningen understiger en viss nivå. Denna funktion kan reglera maximal reaktiv effekt under ett fel men har inte möjligheten att justera hur reaktiv effekt ska regleras efter att felet är bortkopplat, som till exempel i ZPM för Enercons modell. Det innebär att den inbyggda modellen inte kan återskapa samma flexibilitet i beteenden under och efter ett fel på samma sätt som Enercons modell uppvisar.

Som det nämndes i beskrivningen av reglermodellen i avsnitt 3.2 så finns en hårdkodad PQ-kurva i den inbyggda modellen som inte kan ändras av användaren. Gränserna för hur mycket reaktiv effekt som kan matas in i nätet beror av aktiv effekt och terminalspänning, se Figur 6.1. Det visade sig att den inbyggda modellen inte hade möjligheten att nå samma jämviktssläge som Enercons modell efter att en ledning kopplats bort på grund av denna PQ-kurva. I Figur 6.4 visas ett exempel på genererad reaktiv effekt för Enercons modell med ZPM aktiverad samt en motsvarande anpassning med den inbyggda modellen i PSS/E där en ledning kopplats bort som en följd av ett 250 millisekunder långt trefasfel. När ledningen är bortkopplad är nivån på terminalspänningen cirka 1.05 pu. Spänningen motsvarar således den blå PQ-kurvan i Figur 6.1 där det kan konstateras att den maximala reaktiva effekt som kan matas in i elnätet är cirka 0.3 pu vid 1.0 pu aktiv effekt. Enercons modell är inställd på att maximalt kunna mata in 0.55 pu reaktiv effekt, vilket bevisligen inte kan uppnås med den inbyggda modellen som når en gräns på 0.32 pu i den övre grafen i Figur 6.4. Vidare uppvisar den inbyggda modellen i PSS/E ett antal konvergensproblem under simuleringar, vilket kan observeras i exemplet i Figur 6.4 vid 1.3 sekunder. Detta är ett problem som även har konstaterats av Siemens PTI [26].



Figur 6.4: Övre och undre graf visar genererad reaktiv effekt respektive terminalspänning för Enercons modell med ZPM och en anpassning av den inbyggda modellen i PSS/E

Reglering av aktiv effekt är dock mer flexibelt i den inbyggda modellen än för reaktiv effekt. Med LVPL funktionen i generatormodellen kan både maximal strömnivå under ett fel samt återhämtningshastigheten av strömmen efter felet anpassas. Andra studier av den inbyggda modellen har visat att modellen dock saknar möjligheten att återskapa oscillationer i aktiv effekt [18].

Eftersom målet med att ta fram generiska värden i den inbyggda modellen är att kunna beskriva dynamiska beteenden hos vindkraftparker när vindkraftstillverkaren är okänd, så kräver det att de generiska värdena kan fånga unika beteenden hos varje tillverkare. I fallet med den inbyggda vindkraftmodellen med fulleffektomriktare så har inga generiska parameterar tagits fram med anledning ovanstående resonemang och resultaten i detta kapitel. Istället föreslås det att om tillverkaren är okänd och den inbyggda modellen i PSS/E ska användas så bör parametervärden specifika för Siemens vindkraftverk användas eftersom det är Siemens som den inbyggda modellen är baserad på.

Baserat på en rapport från *Electric Power Research Institute* (EPRI) så finns flera föreslagna förändringar för nästa generation av PSS/Es inbyggda modell för Typ IV [27]. Enligt EPRI så är den inbyggda modellen avsedd att användas som en generisk modell vid stabilitetsanalyser och inte för att representera vindkraftverk från specifika tillverkare. Därför behöver den inbyggda, generiska modellen vara enkel samtidigt som den är flexibel för ett brett intervall av möjlig utrustning i vindkraftverken. För detaljerade studier av specifika vindkraftparker kommer alltid den tillverkarspecifika modellen att vara den mest lämpliga [27].

## 7 Diskussion

Trots att denna rapport endast behandlar ett begränsat antal vindkrafttillverkare så kunde det konstateras att det dynamiska beteendet hos ett vindkraftverk från en specifik tillverkare kan vara relativt unikt. Olika tillverkare har olika begränsningar och använder olika strategier för att reglera aktiv och reaktiv effekt under och efter ett fel i elnätet. Om samtliga dessa tillverkares dynamiska beteende ska kunna representeras av en generisk modell på bästa sätt så bör modellen vara så pass flexibel att den kan fånga varje tillverkares unika beteenden. De tester som gjorts i denna rapport har visat att de inbyggda, generiska modellerna i PSS/E inte fullt kan ersätta en tillverkarspecifik modell. Den inbyggda modellen för vindkraftverk av Typ III är baserad på GEs vindkraftmodell och den inbyggda modellen för Typ IV är baserad på Siemens SWT. Det innebär att samtliga vindkraftmodeller, oavsett tillverkare, som ska anpassas med den inbyggda modellen i PSS/E ska anpassas med GEs eller Siemens regler- och strategimetoder. Det bör ifrågasättas om detta är ett bra tillvägagångssätt för att beskriva vindkraftverk från olika tillverkare med tanke på tillverkarnas spridning i dynamiskt beteende. Rapporter från EPRI [27][28] beskriver att de inbyggda modellerna inte heller är avsedda för att beskriva beteenden från en specifik tillverkare utan snarare avsedda att i första hand beskriva typiska, grundläggande beteenden hos vindkraftverk, oavsett tillverkare. Enligt rapporterna är de ämnade för TSO:er som gör stabilitetsanalyser av större sammankopplade elnät, och att tillverkarspecifika modeller alltid kommer att vara mest pålitliga vid mer detaljerade studier. Flera av de begränsningar som observerats i detta examensarbete har även bekräftats i rapporterna från EPRI, där också förbättringar föreslås till den kommande generationen av de inbyggda modellerna [27].

## 8 Slutsats

Målen med detta examensarbete har varit att undersöka hur väl det dynamiska beteendet från tillverkarspecifika vindkraftmodeller kan beskrivas med PSS/Es inbyggda vindkraftsmodeller samt ta fram en generisk representation av en vindkraftpark. Denna rapport har gjort en teoretisk redogörelse för olika typer av vindkraftverk och hur dessa skiljer sig åt samt en utförlig beskrivning av de dynamiska vindkraftmodeller med dubbelmatad asynkrongenerator (DFIG) och fulleffektomriktare som finns inbyggda i PSS/E. Resultaten visade att en generisk representation av vindkraftverk med DFIG kan göras med den inbyggda modellen i PSS/E med de parametervärden som finns rekommenderade i denna rapport för korta spänningsfall. Även specifika parametervärden för att beskriva GEs respektive Vestas vindkraftverk med DFIG togs fram för den inbyggda modellen i PSS/E. I den inbyggda modellen med fulleffektomriktare så studerades tillverkarspecifika modeller från Enercon och Siemens. Då den inbyggda modellen för Typ IV är baserad på Siemens modell så kunde det dynamiska beteendet för ett vindkraftverk från Siemens representeras av den inbyggda modellen. Det dynamiska beteendet från Enercons modell visade en tydlig skillnad i effekreglering under och efter ett systemfel än vad som kan återskapas med den inbyggda modellen i PSS/E. Därför ansågs det olämpligt att ta fram generiska parametrar för den inbyggda modellen med fulleffektomriktare och det rekommenderas istället att Svenska Kraftnät använder de rekommenderade parametervärdena för Siemens om den inbyggda modellen i PSS/E för Typ IV ska användas.

Som en del av detta examensarbete så har ett antal begränsningar och problem iakttagits med de inbyggda vindkraftmodellerna i PSS/E. Dessa iakttagelser har dels baserats på simuleringar som gjorts och dels

bekräftats genom teoristudier av artiklar inom liknande arbeten. Följande punkter sammanfattar de begränsningar och problem som identifierats.

- Hårdkodad funktion (LVACL) i den inbyggda modellen för Typ III som begränsar aktiv ström i händelse av spänningsfall ger begränsad möjlighet att fånga ett specifikt dynamiskt beteende vid ett systemfel.
- Oscillationer i aktiv effekt kan inte återskapas i den inbyggda modellen av Typ IV eftersom modellen inte inkluderar mekanisk dynamik från turbin och generator utan enbart dynamiska beteenden från fulleffektsomriktaren [18].
- I båda modellerna för Typ III och Typ IV finns en tydlig begränsning i hur aktiv och reaktiv effekt kan anpassas till olika dynamiska beteenden i händelse av ett systemfel. Med andra ord så visade sig de inbyggda modellerna vara relativt oflexibla under och vid återhämtningen av kortvariga spänningsfall vid jämförelse av de tillverkarspecifika modellerna.
- Vid simuleringar av trefasfel med den inbyggda modellen för Typ IV så uppmärksammades flera konvergensproblem som gav upphov till fiktiva toppar i spänning och effekt.
- I den inbyggda modellen för Typ IV finns en inbyggd PQ-kurva baserat på Siemens SWT 2.3 MW. PQ kurvan är hårdkodad och kan inte ändras i den dynamiska modellen vilket gör att en anpassning av en godtycklig tillverkares modell begränsas till denna PQ-kurva.

Om Svenska Kraftnät kommer att begära in parametrar i samband med anslutningsförfrågningar för nya vindkraftsparker för att kunna modellera dem med de inbyggda modellerna, så föreslås det vara samtliga parametrar som ingår i listan över modellerna i Appendix.

## 9 Fortsatt arbete

Vid fortsatta studier av de inbyggda vinkraftmodellerna föreslås följande punkter som en del av det fortsatta arbetet:

- Validering av de generiska värdena som tagits fram för den inbyggda modellen i ett större elnät i PSS/E samt jämföra hur väl de generiska värdena stämmer överens med andra tillverkarspecifika vindkraftmodeller än de som studerats i denna rapport.
- Undersöka hur de inbyggda modellerna för Typ III och Typ IV kan anpassas till andra stora tillverkare än GE, Vestas, Siemens eller Enercon.
- Studera skillnaden i dynamiskt beteende hos de inbyggda modellerna för Typ III och Typ IV med vid spänningskollaps i det nordiska nätet.
- Reda ut anledningen till de konvergensproblem som noterats för den inbyggda modellen av Typ IV i PSS/E.
- Om nödvändigt, addera externa frekvensskydd och spänningsskydd till de inbyggda modellerna.

## 10 Litteraturförteckning

- [1] Svenska Kraftnät, 2012, [Online]: <http://www.svk.se/Om-oss/>
- [2] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson och O. Anaya-Lara, *Wind Power Integration - Connection and System Operational Aspects*, Institution of Engineering and Technology, 2007, p. 64-76
- [3] C. D. Le, *Fault Ride-through of Wind Parks with Induction Generators*, Chalmers University of Technology, 2009, p. 7-8
- [4] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems, Germany* John Wiley & Sons Ltd, 2012, p. 779-820
- [5] Lamar University, 2008. [Online]. Available: <http://www.ee.lamar.edu/gleb/power/Labs/Lab%2013%20-%20Wound%20rotor%20induction%20motor.pdf>, p. 2
- [6] Lab-Volt Ltd, *Principles of Doubly-Fed Induction Generators (DFIG)*, Lab-Volt Ltd, 2011, p. 33-38
- [7] A. Petersson, *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*, Chalmers University of Technology, 2005, p. 9-16, 35-56
- [8] M. Pattnaik, *Study of DOUBLY-FED Induction Generator For Variable Speed Wind Energy Conversion Systems*, Special Issue of International Journal of Power System Operation and Energy Management, ISSN (PRINT): 2231 – 4407, Volume-1, Issue-3, p. 44
- [9] M. B. Yongtao Yang, *Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation*, Elforsk, 2008, p.13
- [10] S. Nanou, G. Tsourakis, and C. D. Vournas, *Full-converter wind generator modelling for transient stability studies*, IEEE Trondheim PowerTech, 2011, p. 1
- [11] F. Blaabjerg, Z. Chen, R. Teodorescu, F. Iov, *Power Electronics in Wind Turbine Systems*, Aalborg University, 2006, p. 6
- [12] J. Vesterlund, *Vindkraftverk - utredning förutsättningar för mätning av störningar hos ström och spänning*, Umeå universitet, 2009, p. 22
- [13] Siemens PTI, *Memorandum*, Siemens PTI, 2011.
- [14] K. Vormedal, *Voltage Source Converter Technology for Offshore Grids*, Norwegian University of Science and Technology, 2010, p. 75-85
- [15] Siemens Energy, Inc., *PSSE 33.0, Program Application Guide Volume 2*, Siemens Power Technologies International, 2011, p. 21:12 – 21:34
- [16] K. Clark, N. W. Miller och J. J. Sanchez-Gasca, *Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies*, General Electric International, Inc., Schenectady, 2010.
- [17] W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca, *Simplified Wind Turbine Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies*, IEEE, 2006, p. 986-992
- [18] P-K. Keung, Y. Kazachkov, J. Senthil, *Generic Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies*, Siemens PTI - Conference Publications, p. 1-6
- [19] Y. Kazachkov, R. Altman, J. Senthil, K. Patil, *PSS®E Wind Modeling Package for GE 1.5/1.6/2.5/2.75/4.0 MW Wind Turbines*, Siemens Energy, Inc., 2011.
- [20] Vestas Wind Systems A/S, *USER MANUAL - PSS/E Model for Vestas OptiSpeed™ Wind Turbines*, 2012.
- [21] Y. K. Bo Gong, *PSS®E Dynamic Simulation Model ExF2 for ENERCON Wind Turbines*, Siemens Energy, Inc., 2010.
- [22] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., 1994, p.1026 - 1031
- [23] V. Akhmatov, *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*, Technical University of Denmark, 2003, p. 30-38
- [24] J. N. Nielsen, *User guidelines for application of the Generic WT4 User Model for SWT Wind Turbines*, Siemens Wind Power A/S, 2006, p. 5
- [25] K. Huneke och A. Mendonca, *ENERCON ExF2 PSS®E Model, Technical Description*, Enercon GmbH, 2010, p. 11-13
- [26] Y. Kazachkov, *PSS/E Wind and Solar Models*, Siemens PTI, 2011.
- [27] P. Pourbeik, *Proposed Changes to the WECC WT4 Generic Model for Type 4 Wind Turbine Generators*, EPRI, 2013

[28] *Generic Models and Model Validation for Wind and Solar PV Generation*. EPRI, Palo Alto, 2011, 1021763

# Appendix

## A. Parametervärden för att representera GEs vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell

Tabell A.1: Lastflödesdata vid modellering av GEs vindkraftverk med PSS/Es inbyggda DFIG modell.

Generatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
N		Antal vindkraftverk	
$P_r$	MW	Nominell effekt per vindkraftverk	1.5
$P_{gen}$	MW	Genererad aktiv effekt	P
$P_{max}$	MW	Maximal tillåten aktiv effekt	$N \cdot P_r$
$P_{min}$	MW	Minimal tillåten aktiv effekt	$N \cdot 0.07$
$Q_{gen}$	MVar	Genererad/Absorberad reaktiv effekt	$N \cdot Q$
$Q_{max}$	MVar	Maximal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$Q_{min}$	MVar	Minimal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$M_{base}$	MVA	Effektbas för en vindturbin	$N \cdot 1.67$
Wind machine Control mode	-	Val av maskintyp	" $+Q/-Q$ based on PF"
PF	-	Effektfaktor	0.95
$Z_{source}$	pu	Maskinens källimpedans	$0 + j0.8$
$Z_{tran}$	pu	Impedans för intern transformator	$0 + j0$
$V_{term}$	kV	Terminalspänning	0.69
Transformatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
$M_{base}$	MVA	Effektbas för transformatorn	$N \cdot 1.75$
R	pu	Transformatorresistans	0.0089
X	pu	Transformatorreaktans	0,0668

Tabell A.2: Rekommenderade parametervärden för generatormodellen för att representera ett vindkraftverk från GE

WT3G2 (GE)	
ICON Parameter	ICON Värde
Number of lumped wind turbines	$\langle P_{park}/P_r \rangle$
CON Parameter	CON Värde
TlQCcmd, Converter time constant for lQCcmd, second	<b>0,02</b>
TlPCcmd, Converter time constant for lPCcmd, second	<b>0,02</b>
PLL gain	<b>0</b>

PLL integrator gain	<b>0</b>
PLL max. limit	<b>0</b>
Turbine MW rating	<b>1,5</b>
VLVPL1- Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1, pu	<b>0,5</b>
VLVPL2 - LVPL voltage 2, pu	<b>0,9</b>
GLVPL- LVPL gain	<b>1,22</b>
High Voltage reactive Current (HVRC) logic, pu voltage	<b>1,2</b>
HVRC logic, current (pu)	<b>2</b>
Rip_LVPL, Rate of active current change	<b>10</b>
T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second	<b>0,02</b>

Tabell A.3: Rekommenderade parametervärden för reglermodellen för att representera ett vindkraftverk från GE

<b>WT3E1 (GE)</b>	
<b>ICON Parameter</b>	<b>ICON Värde</b>
Remote bus #	<b>&lt;POI bus nr&gt;</b>
VARFLG: =0 Const. Q ctrl, =1 reactive power ctrl, = -1 const. pf ctrl	<b>-1</b>
0 - bypass terminal voltage control, else 1 or 2	<b>2</b>
From bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
To bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
Id - interconnection transformer	<b>'1'</b>
<b>CON Parameter</b>	<b>CON Värde</b>
Tfv - V-regulator filter	<b>0,15</b>
Kpv - V-regulator proportional gain	<b>18</b>
Kiv - V-regulator integrator gain	<b>5</b>
Xc - line drop compensation reactance; suggested 0.0	<b>0</b>
Tfp - T-regulator filter, seconds (>0)	<b>0,05</b>
Kpp - T-regulator proportional gain	<b>3</b>



Kip - T-regulator integrator gain	<b>0,6</b>
PMX - T-regulator max limit	<b>1,12</b>
PMN - T-regulator min limit	<b>0,04</b>
QMX - V-regulator max limit	<b>0,295</b>
QMN - V-regulator min limit	<b>-0,295</b>
IPMAX - Max active current limit	<b>1,12</b>
TRV - V-sensor	<b>0,02</b>
RPMX - maximum Pordr derivative	<b>0,45</b>
RPMN - minimum Pordr derivative	<b>-0,45</b>
T_POWER - Power filter time constant, seconds (>0)	<b>60</b>
KQi - MVAR/Volt gain	<b>0,5</b>
VMINCL	<b>0,9</b>
VMAXCL	<b>1,1</b>
Kqv - Volt/MVAR gain	<b>40</b>
XIQmin - min. limit (see documentation for details)	<b>0,5</b>
XIQmax - max. limit (see documentation for details)	<b>1,45</b>
Tv - Lag time constant in WindVar controller	<b>0,05</b>
Tp - Pelec filter in fast PF controller	<b>0,05</b>
Fn - A portion of on-line wind turbines	<b>1</b>
Wpmin, Shaft speed at Pmin, pu	<b>0,63</b>
Wp20, Shaft speed at 20% rated power, pu	<b>0,918</b>
Wp40, Shaft speed at 40% rated power, pu	<b>1,146</b>
Wp60, Shaft speed at 60% rated power, pu	<b>1,2</b>
Pwp, Minimum power at Wp100 speed, pu	<b>0,46</b>
Wp100, Shaft speed at 100% rated power, pu	<b>1,2</b>

Tabell A.4: Rekommenderade parametervärden för turbinmodellen för att representera ett vindkraftverk från GE

**WT3T1 (GE)**

CON Parameter	CON Värde
Vw - Initial wind speed, pu of rated wind speed	<b>1,1874</b>
H - Total inertia constant, MW*sec/MVA	<b>5,29</b>
DAMP - Machine damping factor, pu P/pu speed	<b>0</b>
Kaero - Aerodynamic gain factor	<b>0,01</b>
Theta2 - Blade pitch at twice rated wind speed, deg.	<b>23,5</b>
Htfac-Turbine inertia fraction; 0 for 1 mass, >0 & <1 for 2 mass model	<b>0</b>
Freq1 - First shaft torsional resonant frequency, Hz	<b>1,88</b>
DSHAFT - Shaft Damping factor, pu P/pu speed	<b>2,3</b>

Tabell A.5: Rekommenderade parametervärden för pitchmodellen för att representera ett vindkraftverk från GE

<b>WT3P1 (GE)</b>	
CON Parameter	CON Värde
Tp - Time constant of the output lag (sec)	<b>0,3</b>
Kpp - Proportional gain of PI regulator(pu)	<b>150</b>
Kip - Integrator gain of PI regulator (pu)	<b>25</b>
Kpc - Proportional gain of the compensator(pu)	<b>3</b>
Kic - Integrator gain of the compensator (pu)	<b>30</b>
TetaMin - Lower pitch angle limit (degrees)	<b>0</b>
TetaMax - Upper pitch angle limit (degrees)	<b>15,059</b>
RTetaMax - Upper pitch angle rate limit (deg/sec)	<b>10</b>
PMX - Power reference (pu)	<b>1</b>

## B. Parametervärden för att representera Vestas vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell

Tabell B. 1: Lastflödesdata vid modellering av Vestas vindkraftverk med PSS/Es inbyggda DFIG modell

Generatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
N		Antal vindkraftverk	
$P_r$	MW	Nominell effekt per vindkraftverk	3.0
$P_{gen}$	MW	Genererad aktiv effekt	P
$P_{max}$	MW	Maximal tillåten aktiv effekt	$N \cdot P_r$
$P_{min}$	MW	Minimal tillåten aktiv effekt	0
$Q_{gen}$	MVar	Genererad/Absorberad reaktiv effekt	$N \cdot Q$
$Q_{max}$	MVar	Maximal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$Q_{min}$	MVar	Minimal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$M_{base}$	MVA	Effektbas för en vindturbin	$N \cdot P_r$
Wind machine Control mode	-	Val av maskintyp	" $+Q/-Q$ based on PF"
PF	-	Effektfaktor	Beräknas för önskat Q
$Z_{source}$	pu	Maskinens källimpedans	$0 + j1.15$
$Z_{tran}$	pu	Impedans för intern transformator	$0 + j0$
$V_{term}$	kV	Terminalspänning	1.0
Transformatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
$M_{base}$	MVA	Effektbas för transformatorn	$N \cdot 3.14$
R	pu	Transformatorresistans	0.0082
X	pu	Transformatorreaktans	0,0875

Tabell B.2: Rekommenderade parametervärden för generatormodellen för att representera Vestas V90 3.0 MW

WT3G2 (Vestas)	
ICON Parameter	ICON Värde
Number of lumped wind turbines	$\langle P_{park}/P_r \rangle$
CON Parameter	CON Värde
TlQCcmd, Converter time constant for IQcmd, second	<b>0,02</b>
TlpCcmd, Converter time constant for IPcmd, second	<b>0,02</b>
PLL gain	<b>0</b>
PLL integrator gain	<b>0</b>

PLL max. limit	<b>0</b>
Turbine MW rating	<b>3.0</b>
VLVPL1- Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1, pu	<b>-0,023</b>
VLVPL2 - LVPL voltage 2, pu	<b>0,85</b>
GLVPL- LVPL gain	<b>1,22</b>
High Voltage reactive Current (HVRC) logic, pu voltage	<b>1,1</b>
HVRC logic, current (pu)	<b>2</b>
Rip_LVPL, Rate of active current change	<b>0,7</b>
T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second	<b>0,02</b>

Tabell B.3: Rekommenderade parametervärden för reglermodellen för att representera Vestas V90 3.0 MW.

<b>WT3E1 (Vestas)</b>	
<b>ICON Parameter</b>	<b>ICON Värde</b>
Remote bus #	<b>0</b>
VARFLG: =0 Const. Q ctrl, =1 reactive power ctrl, = -1 const. pf ctrl	<b>-1</b>
0 - bypass terminal voltage control, else 1 or 2	<b>2</b>
From bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
To bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
Id - interconnection transformer	<b>'1'</b>
<b>CON Parameter</b>	<b>CON Värde</b>
Tfv - V-regulator filter	<b>0,15</b>
Kpv - V-regulator proportional gain	<b>18,0</b>
Kiv - V-regulator integrator gain	<b>5,0</b>
Xc - line drop compensation reactance; suggested 0.0	<b>0,0</b>
Tfp - T-regulator filter, seconds (>0)	<b>0,05</b>
Kpp - T-regulator proportional gain	<b>1,0</b>
Kip - T-regulator integrator gain	<b>0,6</b>

PMX - T-regulator max limit	<b>1,12</b>
PMN - T-regulator min limit	<b>0,0</b>
QMX - V-regulator max limit	<b>0,5</b>
QMN - V-regulator min limit	<b>-0,5</b>
IPMAX - Max active current limit	<b>1,12</b>
TRV - V-sensor	<b>0,02</b>
RPMX - maximum Pordr derivative	<b>0,45</b>
RPMN - minimum Pordr derivative	<b>-0,45</b>
T_POWER - Power filter time constant, seconds (>0)	<b>60,0</b>
KQi - MVAR/Volt gain	<b>0,1</b>
VMINCL	<b>0,9</b>
VMAXCL	<b>1,1</b>
Kqv - Volt/MVAR gain	<b>80,0</b>
XIQmin - min. limit (see documentation for details)	<b>0,5</b>
XIQmax - max. limit (see documentation for details)	<b>1,45</b>
Tv - Lag time constant in WindVar controller	<b>0,05</b>
Tp - Pelec filter in fast PF controller	<b>0,05</b>
Fn - A portion of on-line wind turbines	<b>1,0</b>
Wpmin, Shaft speed at Pmin, pu	<b>0,3</b>
Wp20, Shaft speed at 20% rated power, pu	<b>0,69</b>
Wp40, Shaft speed at 40% rated power, pu	<b>0,78</b>
Wp60, Shaft speed at 60% rated power, pu	<b>0,98</b>
Pwp, Minimum power at Wp100 speed, pu	<b>0,74</b>
Wp100, Shaft speed at 100% rated power, pu	<b>1,2</b>

Tabell B.4: Rekommenderade parametervärden för turbinmodellen för att representera Vestas V90 3.0 MW.

<b>WT3T1 (Vestas)</b>	
CON Parameter	CON Värde
Vw - Initial wind speed, pu of rated wind speed	<b>1,1874</b>
H - Total inertia constant, MW*sec/MVA	<b>2,78</b>
DAMP - Machine damping factor, pu P/pu speed	<b>0</b>

Kaero - Aerodynamic gain factor	<b>0,01</b>
Theta2 - Blade pitch at twice rated wind speed, deg.	<b>23,5</b>
Htfac-Turbine inertia fraction; 0 for 1 mass, >0 & <1 for 2 mass model	<b>0,72</b>
Freq1 - First shaft torsional resonant frequency, Hz	<b>1,67</b>
DSHAFT - Shaft Damping factor, pu P/pu speed	<b>3,15</b>

Tabell B.5: Rekommenderade parametervärden för pitchmodellen för att representera Vestas V90 3.0 MW.

<b>WT3P1 (Vestas)</b>	
<b>CON Parameter</b>	<b>CON Värde</b>
Tp - Time constant of the output lag (sec)	<b>0,3</b>
Kpp - Proportional gain of PI regulator(pu)	<b>250,0</b>
Kip - Integrator gain of PI regulator (pu)	<b>25,0</b>
Kpc - Proportional gain of the compensator(pu)	<b>3,0</b>
Kic - Integrator gain of the compensator (pu)	<b>5,0</b>
TetaMin - Lower pitch angle limit (degrees)	<b>0</b>
TetaMax - Upper pitch angle limit (degrees)	<b>15,059</b>
RTetaMax - Upper pitch angle rate limit (deg/sec)	<b>10,0</b>
PMX - Power reference (pu)	<b>1,0</b>

## C. Parametervärden för att representera ett generiskt vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell

Tabell C. 1: Lastflödesdata vid modellering av generiskt vindkraftverk med PSS/Es inbyggda DFIG modell

Generatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
N		Antal vindkraftverk	
$P_r$	MW	Nominell effekt per vindkraftverk	2.0
$P_{gen}$	MW	Genererad aktiv effekt	P
$P_{max}$	MW	Maximal tillåten aktiv effekt	$N \cdot P_r$
$P_{min}$	MW	Minimal tillåten aktiv effekt	0
$Q_{gen}$	MVar	Genererad/Absorberad reaktiv effekt	$N \cdot Q$
$Q_{max}$	MVar	Maximal tillåten reaktiv effekt	Beräknas fr. PF
$Q_{min}$	MVar	Minimal tillåten reaktiv effekt	Beräknas fr. PF
$M_{base}$	MVA	Effektbas för en vindturbin	$N \cdot P_r$
Wind machine Control mode	-	Val av maskintyp	" $+Q/-Q$ based on PF"
PF	-	Effektfaktor	0.95
$Z_{source}$	pu	Maskinens källimpedans	$0 + j0.921$
$Z_{tran}$	pu	Impedans för intern transformator	$0 + j0$
$V_{term}$	kV	Terminalsänning	0.69
Transformatordata			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
$M_{base}$	MVA	Effektbas för transformatorn	$N \cdot P_r$
R	pu	Transformatorresistans	0.0086
X	pu	Transformatorreaktans	0,0772

Tabell C.2: Rekommenderade parametervärden för generatormodellen för att representera ett generiskt vindkraftverk.

WT3G2 (Generisk)	
ICON Parameter	ICON Värde
Number of lumped wind turbines	$\langle P_{park}/P_r \rangle$
CON Parameter	CON Värde
TIQCcmd, Converter time constant for IQcmd, second	<b>0,02</b>
TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second	<b>0,02</b>
PLL gain	<b>0</b>

PLL integrator gain	<b>0</b>
PLL max. limit	<b>0</b>
Turbine MW rating	<b>2,0</b>
VLVPL1- Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1, pu	<b>0,05</b>
VLVPL2 - LVPL voltage 2, pu	<b>0,9</b>
GLVPL- LVPL gain	<b>1,22</b>
High Voltage reactive Current (HVRC) logic, pu voltage	<b>1,2</b>
HVRC logic, current (pu)	<b>2,0</b>
Rip_LVPL, Rate of active current change	<b>1,5</b>
T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second	<b>0,02</b>

Tabell C.3: Rekommenderade parametervärden för reglermodellen för att representera ett generiskt vindkraftverk.

<b>WT3E1 (Generisk)</b>	
ICON Parameter	ICON Värde
Remote bus #	<b>&lt;POI bus nr&gt;</b>
VARFLG: =0 Const. Q ctrl, =1 reactive power ctrl, = -1 const. pf ctrl	<b>-1</b>
0 - bypass terminal voltage control, else 1 or 2	<b>2</b>
From bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
To bus - interconnection transformer	<b>&lt;int. bus nr&gt;</b>
Id - interconnection transformer	<b>'1'</b>
CON Parameter	CON Värde
Tfv - V-regulator filter	<b>0,15</b>
Kpv - V-regulator proportional gain	<b>18,0</b>
Kiv - V-regulator integrator gain	<b>5,0</b>
Xc - line drop compensation reactance; suggested 0.0	<b>0,0</b>
Tfp - T-regulator filter, seconds (>0)	<b>0,05</b>
Kpp - T-regulator proportional gain	<b>1,5</b>
Kip - T-regulator integrator gain	<b>0,6</b>



PMX - T-regulator max limit	<b>1,12</b>
PMN - T-regulator min limit	<b>0,0</b>
QMX - V-regulator max limit	<b>0,329</b>
QMN - V-regulator min limit	<b>-0,329</b>
IPMAX - Max active current limit	<b>1,12</b>
TRV - V-sensor	<b>0,02</b>
RPMX - maximum Pordr derivative	<b>0,45</b>
RPMN - minimum Pordr derivative	<b>-0,45</b>
T_POWER - Power filter time constant, seconds (>0)	<b>60,0</b>
KQi - MVAR/Volt gain	<b>0,3</b>
VMINCL	<b>0,9</b>
VMAXCL	<b>1,1</b>
Kqv - Volt/MVAR gain	<b>40,0</b>
XIQmin - min. limit (see documentation for details)	<b>0,5</b>
XIQmax - max. limit (see documentation for details)	<b>1,45</b>
Tv - Lag time constant in WindVar controller	<b>0,05</b>
Tp - Pelec filter in fast PF controller	<b>0,05</b>
Fn - A portion of on-line wind turbines	<b>1,0</b>
Wpmin, Shaft speed at Pmin, pu	<b>0,465</b>
Wp20, Shaft speed at 20% rated power, pu	<b>0,804</b>
Wp40, Shaft speed at 40% rated power, pu	<b>0,963</b>
Wp60, Shaft speed at 60% rated power, pu	<b>1,09</b>
Pwp, Minimum power at Wp100 speed, pu	<b>0,6</b>
Wp100, Shaft speed at 100% rated power, pu	<b>1,2</b>

Tabell C.4: Rekommenderade parametervärden för turbinmodellen för att representera ett generiskt vindkraftverk.

<b>WT3T1 (Generisk)</b>	
CON Parameter	CON Värde
Vw - Initial wind speed, pu of rated wind speed	<b>1,1874</b>
H - Total inertia constant, MW*sec/MVA	<b>4,04</b>
DAMP - Machine damping factor, pu P/pu speed	<b>0</b>

Kaero - Aerodynamic gain factor	<b>0,01</b>
Theta2 - Blade pitch at twice rated wind speed, deg.	<b>23,5</b>
Htfac-Turbine inertia fraction; 0 for 1 mass, >0 & <1 for 2 mass model	<b>0,0</b>
Freq1 - First shaft torsional resonant frequency, Hz	<b>1,78</b>
DSHAFT - Shaft Damping factor, pu P/pu speed	<b>2,73</b>

Tabell C.5: Rekommenderade parametervärden för pitchmodellen för att representera ett generiskt vindkraftverk.

<b>WT3P1 (Generisk)</b>	
<b>CON Parameter</b>	<b>CON Värde</b>
Tp - Time constant of the output lag (sec)	<b>0,3</b>
Kpp - Proportional gain of PI regulator(pu)	<b>150,0</b>
Kip - Integrator gain of PI regulator (pu)	<b>25,0</b>
Kpc - Proportional gain of the compensator(pu)	<b>3,0</b>
Kic - Integrator gain of the compensator (pu)	<b>30,0</b>
TetaMin - Lower pitch angle limit (degrees)	<b>0</b>
TetaMax - Upper pitch angle limit (degrees)	<b>15,06</b>
RTetaMax - Upper pitch angle rate limit (deg/sec)	<b>10,0</b>
PMX - Power reference (pu)	<b>1,0</b>

## D. Parametervärden för att representera Siemens vindkraftverk i PSS/Es inbyggda modell

Tabell D. 1: Lastflödesdata vid modellering av Siemens vindkraftverk med PSS/Es inbyggda modell av Typ IV.

<b>Generatordata</b>			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
N		Antal vindkraftverk	
$P_r$	MW	Nominell effekt per vindkraftverk	2.3
$P_{gen}$	MW	Genererad aktiv effekt	P
$P_{max}$	MW	Maximal tillåten aktiv effekt	$N \cdot P_r$
$P_{min}$	MW	Minimal tillåten aktiv effekt	0
$Q_{gen}$	MVar	Genererad/Absorberad reaktiv effekt	$N \cdot Q$
$Q_{max}$	MVar	Maximal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$Q_{min}$	MVar	Minimal tillåten reaktiv effekt	Baseras på PF
$M_{base}$	MVA	Effektbas för en vindturbin	$N \cdot 2.3$
Wind machine Control mode	-	Val av maskintyp	" $+Q/-Q$ based on PF"
PF	-	Effektfaktor	Se PQ-kurva
$Z_{source}$	pu	Maskinens källimpedans	$0 + j0.6415$
$Z_{tran}$	pu	Impedans för intern transformator	$0 + j0$
$V_{term}$	kV	Terminalspänning	0.69
<b>Transformatordata</b>			
Namn	Enhet	Beskrivning	Värde
$M_{base}$	MVA	Effektbas för transformatorn	$N \cdot 2.6$
R	pu	Transformatorresistans	0,0084
X	pu	Transformatorreaktans	0,06

Tabell D. 2: Rekommenderade parametervärden för generatormodellen för att representera ett vindkraftverk från Siemens.

<b>WT4G2</b>	
CON Parameter	CON Värde
TIQCmd, Converter time constant for IQcmd, second	<b>0,01</b>
TipCmd, Converter time constant for IPcmd, second	<b>0,02</b>
VLVPL1- Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1, pu	<b>0,4</b>
VLVPL2 - LVPL voltage 2, pu	<b>-0.1</b>
GLVPL- LVPL gain	<b>1,11</b>
High Voltage reactive Current (HVRC) logic, pu voltage	<b>1,25</b>

HVRC logic, current (pu)	<b>2.0</b>
Rip_LVPL, Rate of active current change	<b>2</b>
T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second	<b>0,02</b>

Tabell D. 3: Rekommenderade parametervärden för reglermodellen för att representera ett vindkraftverk från Siemens.

<b>WT4E2</b>	
ICON Parameter	ICON Värde
Remote bus #	<b>&lt;POI bus nr&gt;</b>
VARFLG: =1 reactive power ctrl,	<b>1</b>
PFAFLG: =1 if PF fast control enabled	<b>0</b>
PQFLAG: =1 for P priority, =0 for Q priority	<b>0</b>
CON Parameter	CON Värde
Tfv - V-regulator filter	<b>0</b>
Kpv - V-regulator proportional gain	<b>15,0</b>
Kiv - V-regulator integrator gain	<b>2,0</b>
Kpp - T-regulator proportional gain	<b>0,08</b>
Kip - T-regulator integrator gain	<b>0,01</b>
Kf - Rate feedback gain	<b>0</b>
Tf - Rate feedback time constant	<b>0,08</b>
QMX - V-regulator max limit	<b>1,0</b>
QMN - V-regulator min limit	<b>-1,2</b>
IPMAX - Max active current limit	<b>1,1</b>
TRV - V-sensor	<b>0</b>
dPMX - Max limit in power PI controller (pu)	<b>0,5</b>
dPMN - Min limit in power PI controller (pu)	<b>-0,5</b>
T_POWER - Power filter time constant	<b>0,05</b>
KQi - MVAR/Volt gain	<b>0,5</b>
VMINCL	<b>0,875</b>
VMAXCL	<b>1,125</b>

KVi - Volt/MVAR gain	<b>55,0</b>
Tv - Lag time constant in WindVar controller	<b>0,05</b>
Tp - Pelec filter in fast PF controller	<b>0,05</b>
ImaxTD - Converter current limit	<b>1,115</b>
Iphl - Hard active current limit	<b>1,25</b>
Iqhl - Hard reactive current limit	<b>1,085</b>
Tiqf - IQmax filter	<b>0,02</b>
FRT_Thres	<b>0,875</b>
FRT_Hys	<b>0,05</b>
FRT_Droop	<b>0</b>
FRT_Iq_Gain	<b>2,0</b>
Max_FRT_Iq	<b>1,0</b>
IQMax_Fact1	<b>1,0</b>
IQMax_Fact2	<b>1,0</b>
DC_Link_Droop	<b>1,0</b>
VinvMax0	<b>1,1</b>
Reactor Reactance	<b>0,1415</b>