



EXAMENSARBETE INOM  
INDUSTRIELLA INFORMATIONSS- OCH STYRSYSTEM,  
AVANCERAD NIVÅ, 30 HP  
STOCKHOLM 2014

# Frekvensderivataskydd för kraftsystemet

En utvärdering om frekvensderivataskydd  
som skydd mot ödrift

ERIK KILANDER  
NIKLAS MODIG





# FREKVENSDERIVATASKYDD FÖR KRAFTSYSTEMET

- en utvärdering om frekvensderivataskydd  
som skydd mot ödrift

Erik Kilander

Niklas Modig

Ett examensarbete utfört i samarbete med  
avdelningen för industriella informations- och styrsystem  
Kungliga Tekniska högskolan  
Stockholm, Sverige

och



Svenska kraftnät  
Sunbyberg, Sverige



Vattenfall Eldistribution  
Trollhättan, Sverige

Juni, 2014



## Sammanfattning

En studie om frekvensderivataskyddens funktion, tillämpning och nödvändighet i det svenska kraftsystemet har genomförts. Frekvensderivataskydd används som ett skydd mot ödrift. Ödrift innebär att produktionsanläggningar upprätthåller driften av en mindre del av nätet även då anslutningen till det större kraftsystemet försvinner. Studien initierades på grund av att det rapporterats att frekvensderivataskyddet löst ut obefogat. Undersökningen har innefattat en litteraturstudie om ödrift, frekvensderivataskydd samt problematiken med obefogade bortkopplingar. Vidare har en empirisk mätdataanalys genomförts för att estimerade frekvensderivatans variationer i kraftnätet. Baserat på utförda laborationstester gjordes en korrelationsanalys för att tydligare fastställa skillnader i hur olika enheter mäter spänning och beräknar frekvensderivata. Från resultaten förs slutligen en diskussion om lämpliga inställningsområden och frekvensderivataskyddens nödvändighet.

Resultat från den empiriska mätdataanalysen visar att den estimerade frekvensderivatan i systemet som mest uppgår till 0,14 Hz/s. Utförda laborationstester visar att vid en konstant spänning detekterar frekvensderivataskyddet inom angivna felmarginaler. I övriga fall påverkas dock skydden av snabba spänningsförändringar som resulterar i att frekvensderivatan beräknas felaktigt. På grund av detta och stora skillnader i frekvensderivataberäkning mellan PMU-enheter och skydd är det svårt att definiera ett lämpligt inställningsområde för att uppnå tillräcklig känslighet och stabilitet. Utförda analyser visar att om skydden ska erhålla en tillräckligt hög stabilitet måste en lång tidsfördröjning användas, uppskattningsvis 0,5 s. Detta kommer dock försämra skyddets känslighet. I ett analyserat ödriftfall förändras frekvensen under en mycket kortare tidsperiod, ungefär 20 ms. Det innebär att ett frekvensderivataskydd med denna tidsfördröjning missar att detektera ödriften. Däremot skulle ett frekvensskydd, förutsatt att frekvensen uppnår gränsvärdet och att en kortare tidsfördröjning än 0,5 s används, i detta fall lösa ut snabbare. Liknande ödriftfall med kortvarig frekvensderivata är, i och med den stora utbyggnaden av produktion med låg svängmassa, ett troligt scenario. Med detta sagt kan frekvensderivataskydd med dagens tillämpade inställningar anses vara ett otillräckligt skydd mot vissa typer av ödrift. Dock kan frekvens- och spänningsskydd kompletteras med frekvensderivataskydd som ett skydd mot ödrift. I de fall där ödriften innehar med något högre svängmassa kan frekvensderivataskyddet då detektera ödriften snabbare. En tidsfördröjning inställd på minst 0,5 s bör då användas för att undvika obefogade utlösningar.

**Nyckelord:** frekvensderivata, frekvensderivataskydd, reläskydd, ödrift, önätsdrift, vindkraft, svängmassa, obefogade bortkopplingar, obefogade utlösningar



## Abstract

An investigation study regarding the usage, application and necessity of Rate of Change of Frequency (RoCoF) protection in the Swedish power system has been conducted. RoCoF relays are today used as protection for islanding. Islanding is described as when production units maintain the operation of a part of the grid, even though the connection to the rest of the power system is lost. This study was initiated as a result of a reported incident of nuisance tripping of RoCoF relays. The investigation includes a literature review on islanding, RoCoF relays and the problems related to nuisance tripping. Furthermore, an empirical measurement analysis has been done in order to estimate variations in RoCoF in the power system. Based on laboratory tests a correlation analysis was done to clarify how voltage measurement and RoCoF calculation differs between units. From the results discussions regarding appropriate settings and the necessity of RoCoF relays are made.

The results from the empirical measurement analysis shows the estimated RoCoF in the system amounts to 0,14 Hz/s. Performed laboratory tests with a constant voltage the RoCoF relays manage to trip within the specified tolerances. In tests with varying voltage the relays are affected by the sudden changes in voltage amplitude and results in incorrect calculation of the RoCoF. Because of this and the large differences between PMU units and relays it is difficult to define a suitable range of settings to achieve satisfying sensitivity and stability. To obtain satisfying stability a long time delay must be used, estimated to 0,5 s. However, this delay will decrease the sensitivity. The analysis of a studied islanding situation shows that the frequency changes during a much shorter time period, approximately 20 ms. As a result of the long delay the RoCoF relay will not detect the islanding situation. Ordinary frequency protection would in this case, provided that the frequency reaches the pickup value and a delay shorter than 0,5 s is used, provide faster tripping. Similar islanding situations with a large RoCoF during a short time are, due to the expansion of production with low inertia, most propable. With this being said RoCoF relays configured with the most common settings are considered to be insufficient for certain types of islanding situations. However, frequency and voltage protection can be supplemented with RoCoF relays as islanding protection. The RoCoF relays will then provide a faster islanding detection in cases with slightly higher inertia. To avoid nuisance tripping a time delay setting of at least 0,5 s should in that case be used.

**Keywords:** Rate of Change of Frequency (RoCoF), RoCoF relays, protection relays, islanding, Loss Of Mains (LOM), Loss Of Grid (LOG), wind power, inertia, nuisance tripping, unwarranted tripping





## Förord

Denna rapport presenterar ett examensarbete som på uppdrag av Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution AB har utförts i samarbete med avdelningen för Industriella informations- och styrsystem (ICS) på Kungliga Tekniska högskolan (KTH) i Stockholm.Handledare för examensarbetet var Moustafa Chenine från KTH, Teresa Gustafsson från Svenska kraftnät och Ulrika Uggle från Vattenfall Eldistribution AB. Examinator var professor Lars Nordström från KTH. Initiativet till examensarbetet togs tillsammans av Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution AB.

Vi vill rikta ett särskilt tack till vår handledare Teresa Gustafsson på Svenska kraftnät som vänligt och med stort engagemang hjälpt och väglett oss under hela examensarbetet. Ett stort tack riktas även till Ulrika Uggle, Adam Sjöberg och Robin Andersson på Vattenfall Eldistribution för all hjälp under provningsveckan i Trollhättan. Tack går också till Lars Nordström som bidragit med värdefulla råd och viktiga beslut under projektet. Slutligen vill vi även tacka övrig personal på Svenska kraftnät och andra nätbolag som hjälpt oss under examensarbetets gång.



# Innehåll

<b>Figurer</b>	<b>xv</b>
<b>Tabeller</b>	<b>xvii</b>
<b>1 Introduktion</b>	<b>5</b>
1.1 Bakgrund . . . . .	5
1.2 Syfte och frågeställning . . . . .	6
1.3 Mål . . . . .	6
1.4 Avgränsningar . . . . .	6
1.5 Ansvarsområden . . . . .	7
1.6 Översikt . . . . .	7
<b>2 Elkraftsystem</b>	<b>9</b>
2.1 Svenska kraftnätet . . . . .	9
2.2 Vindkraft . . . . .	9
2.2.1 Krav vid anslutning av vindkraft . . . . .	11
2.3 Skyddssystem . . . . .	12
2.4 Dynamik och stabilitet . . . . .	13
2.4.1 Jämviktspunkt . . . . .	14
2.4.2 Reglersystem . . . . .	14
2.4.3 Frekvensreglering . . . . .	15
2.4.4 Svängmassa . . . . .	15
2.4.5 Typer av vindkraftverk . . . . .	17
2.4.6 Förbrukningens spännings- och frekvensberoende . . . . .	20
<b>3 Ödrift</b>	<b>23</b>
3.1 Aktiv effektbalans . . . . .	24
3.2 Reaktiv effektbalans . . . . .	24
3.3 Planerad ödrift . . . . .	25
3.4 Oplanerad ödrift . . . . .	25
3.4.1 Förebyggande metoder . . . . .	26
3.5 Skydd mot ödrift . . . . .	26
3.5.1 Kommunikationsmetoder . . . . .	26
3.5.2 Aktiva metoder . . . . .	26
3.5.3 Passiva metoder . . . . .	27
<b>4 Frekvensderivataskydd</b>	<b>31</b>
4.1 Mätning och noggrannhet . . . . .	31
4.1.1 Inställningsmöjligheter . . . . .	32

4.2	Känslighet och stabilitet . . . . .	33
4.2.1	Obefogad bortkoppling . . . . .	33
4.2.2	Ödrift utan detektering . . . . .	34
4.3	Krav och riktlinjer från nätägare i Sverige och omvärlden . . . . .	35
4.3.1	Sverige . . . . .	35
4.3.2	Danmark . . . . .	36
4.3.3	Finland . . . . .	36
4.3.4	Norge . . . . .	36
4.3.5	Storbritannien och Irland . . . . .	36
4.3.6	Europa . . . . .	37
4.4	Fabrikat och modeller . . . . .	37
4.4.1	ABB REF 615/620 . . . . .	38
4.4.2	Schneider–Electric VAMP 230/255 . . . . .	39
4.4.3	Schneider–Electric MiCOM P132 . . . . .	42
4.4.4	Schneider–Electric Sepam S84 . . . . .	43
4.4.5	Siemens SIPROTEC 4 7SJ62 . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Empirisk mätdataanalys</b>	<b>45</b>
5.1	Phasor Measurement Unit . . . . .	45
5.2	Störningsdatabas . . . . .	45
5.3	Frekvensderivataestimering . . . . .	46
5.3.1	Frekvensfiltrering . . . . .	46
5.3.2	Beräkning och filtrering av frekvensderivata . . . . .	49
5.4	Skillnader mellan PMU-modeller . . . . .	50
5.5	Frekvensspikar vid snabba spänningsförändringar . . . . .	52
5.6	Nätpositionens inverkan på frekvensderivatan . . . . .	54
5.7	Effektbortfallets inverkan på frekvensderivatan . . . . .	55
5.7.1	Linjär regressionsanalys . . . . .	57
<b>6</b>	<b>Laborationstester</b>	<b>59</b>
6.1	Testutformning . . . . .	59
6.1.1	OMICRON . . . . .	60
6.1.2	COMTRADE . . . . .	60
6.1.3	Skyddsmodeller och konfiguration . . . . .	61
6.2	Noggrannhet . . . . .	61
6.3	Störnings- och ödriftscenario . . . . .	63
6.3.1	Störningsscenario - bortkoppling av 400 kV ledning . . . . .	63
6.3.2	Ödriftscenario - vindkraft som matar enfasigt jordfel . . . . .	65
6.4	Tvåfasig kortslutning . . . . .	67
6.5	Störningsinspelning för korrelationsanalys . . . . .	68
6.5.1	Spänningsrampning . . . . .	68
6.5.2	Frekvensrampning . . . . .	70
6.5.3	Störningsscenario . . . . .	71
6.5.4	Ödriftscenario . . . . .	72
<b>7</b>	<b>Resultat och diskussion</b>	<b>73</b>
7.1	Frekvensderivatavariationer vid normala händelser i kraftsystemet . . . . .	73
7.2	Felaktig frekvensderivataberäkning och obefogad bortkoppling . . . . .	73
7.3	Skillnader mellan fabrikat och modeller . . . . .	74
7.4	Avvägning mellan känslighet och stabilitet för relevanta skyddsinställningar . . . . .	75

7.5	Frekvensderivataskyddens nödvändighet . . . . .	77
7.6	Övriga kommentarer och felkällor . . . . .	78
<b>8</b>	<b>Slutsats</b>	<b>79</b>
8.1	Framtida arbete . . . . .	80
8.1.1	Kompletterande studier om frekvensderivatavariationer . . . . .	80
8.1.2	Ytterligare undersökningar om frekvensförändringar vid ödrift . . . . .	80
8.1.3	Utökad undersökning av frekvensderivataskyddens spänningsberoende och korrelation till PMU . . . . .	81
8.1.4	Ytterligare laborationstester på flera fabrikat och modeller av frekvensderivataskydd . . . . .	81
	<b>Referenser</b>	<b>83</b>
<b>A</b>	<b>Simuleringar av ödrift i PSS<sup>®</sup>E</b>	<b>93</b>
A.1	Modell av kraftsystem . . . . .	93
A.2	Modeller . . . . .	94
A.2.1	Vindkraftmodell Typ 3 . . . . .	94
A.2.2	Lastmodell (IEELBL) . . . . .	95
A.2.3	Synkrongenerator (GENCLS och GENSAL) . . . . .	95
A.2.4	Ledningar . . . . .	96
A.2.5	Transformatorer . . . . .	96
A.2.6	Modellparametrar . . . . .	97
A.3	Simuleringsresultat . . . . .	97
A.3.1	Endast vindkraft . . . . .	97
A.3.2	Vindkraft och synkrongenerator utan tröghetsmoment . . . . .	99
A.3.3	Vindkraft och synkrongenerator med lågt tröghetsmoment . . . . .	99
A.3.4	Vindkraft och synkrongenerator utan AVR och generatorregulator . . . . .	99
A.3.5	Vindkraft och synkrongenerator utan AVR och generatorregulator samt last modellerad som konstant effekt . . . . .	100
A.4	Diskussion . . . . .	102
<b>B</b>	<b>Modellparametrar för PSS<sup>®</sup>E</b>	<b>103</b>



# Figurer

2.1	Karta över det svenska stamnätet. . . . .	10
2.2	Driftkrav för stora och medelstora vatten- gas- och vindkraftproducenter. . . . .	12
2.3	Ekvivalent krets för synkrogenerator. . . . .	16
2.4	Vindkraftverk med konstant varvtal. . . . .	18
2.5	Vindkraftverk med begränsat varierbart varvtal. . . . .	19
2.6	Vindkraftverk med dubbelmatad asynkrogenerator. . . . .	19
2.7	Vindkraftverk med fulleffektomriktare. . . . .	20
3.1	Exempel på ödrift. . . . .	23
3.2	Frekvens, frekvensderivata, spänning och fasvinkel vid händelse av ödrift. . . . .	24
3.3	Detekteringstid som funktion av frekvensderivata för överfrekvensskydd och frekvensderivataskydd. . . . .	29
4.1	Blockschema för frekvensskydd, ABB REF615/620. . . . .	39
4.2	VAMP 230/255 frekvensderivataskydd med konstant tidsfördröjning. . . . .	40
4.3	VAMP 230/255 frekvensderivataskydd med inverterad tidsfördröjning. . . . .	41
4.4	Utlösningstider för tre olika inställningar med inverterad tidsfördröjning. . . . .	41
4.5	Förenklat blockschema för MiCOM P132. . . . .	42
4.6	MiCOM P132 - Exempel på hur $\Delta f/\Delta t$ funktionen fungerar. . . . .	43
4.7	Blockschema för Sepam S84. . . . .	44
4.8	Enkelt blockschema för 7SJ62. . . . .	44
5.1	Blockschema över hur frekvensderivatan estimeras. . . . .	46
5.2	Jämförelse av signalbrus mellan olika PMU-modeller. . . . .	47
5.3	Digitalt Finite Impulse Response filter. . . . .	47
5.4	Ursprunglig och filtrerad frekvens för PMU. . . . .	48
5.5	Ursprunglig och filtrerade frekvens för PMU under ett längre tidsperspektiv. . . . .	48
5.6	Ursprunglig frekvens från databas och filtrerad frekvens. . . . .	49
5.7	Jämförelse mellan beräknad och filtrerad frekvensderivata. . . . .	50
5.8	Frekvensderivata från tre olika PMU-modeller vid en effektförändring i systemet med 0,98 %. . . . .	51
5.9	Frekvensderivata från PMU-modell 3 samt estimerade frekvensderivator vid en effektförändring i systemet med 0,98 %. . . . .	51
5.10	Spänningar uppmätta av PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel. . . . .	52
5.11	Frekvens från PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel. . . . .	53
5.12	Frekvensderivata från PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel. . . . .	53

5.13	Estimerad frekvensderivata vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel. . . . .	54
5.14	Estimerad frekvens vid effektförändring i systemet med ungefär 1,28 %. . . . .	55
5.15	Estimerad frekvensderivata vid effektförändring i systemet med ungefär 1,28 %. . . . .	55
5.16	Estimerad maximal frekvensderivata vid effektförändringar i kraftsystemet. . . . .	56
5.17	Maximalt detekterad frekvensderivata från PMU vid effektförändringar i kraftsystemet. . . . .	57
5.18	Maximalt detekterad frekvensderivata från PMU vid effektförändringar i kraftsystemet i mindre skala. . . . .	58
6.1	Testutrustning vid provning. . . . .	60
6.2	Sannolikhet för skydden löser ut för olika provnivåer för inställningsvärde 1 Hz/s. . . . .	62
6.3	Uppskattad avvikelse mellan utlösning- och inställningsnivå för samtliga inställningsnivåer. . . . .	63
6.4	Spänningar och strömmar vid station när en närbelägen 400 kV ledning kopplas bort. . . . .	64
6.5	Estimerad frekvensderivata baserad på data från närbelägen PMU i västra Svealand vid bortkoppling av 400 kV ledning. . . . .	65
6.6	Spänningar och strömmar från ödrifthändelse. . . . .	66
6.7	Utlösningar för skyddet beroende på frekvensderivatans inställning vid en ödrifthändelse. . . . .	67
6.8	Uppmätta spänningar i fas A från störningsskrivare samt frekvens beräknad med SIGRA vid start av spänningsramp uppåt. . . . .	69
6.9	Uppmätta spänningar i fas A från störningsskrivare och frekvens beräknad med SIGRA vid start av spänningsramp neråt. . . . .	70
6.10	Korrelation i frekvens beräknad med SIGRA mellan skydd och PMU-modell 3 för konstant frekvensderivata. . . . .	71
6.11	Frekvens beräknad med SIGRA från uppmätta spänningar och strömmar vid bortkoppling av en 400 kV ledning. . . . .	72
6.12	Frekvens beräknad med SIGRA vid en ödrifthändelse. . . . .	72
A.1	Kraftsystemmodell som använts vid simulering av ödrift i PSS <sup>®</sup> E. . . . .	93
A.2	Kraftsystemmodell med extra synkrongenerator som använts vid simulering av ödrift i PSS <sup>®</sup> E. . . . .	94
A.3	Modell för vindkraftverk av Typ 3 som använts i ödriftsimuleringar. . . . .	95
A.4	Ingångar och utgångar för klassisk generatormodell, GENCLS. . . . .	96
A.5	Ingångar och utgångar för generatormodell med utpräglade poler, GENSAL. . . . .	96
A.6	Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med endast DFIG. . . . .	98
A.7	Aktiv effekt som lasten förbrukar vid ödriftsimuleringar med endast DFIG. . . . .	98
A.8	Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL. . . . .	99
A.9	Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL utan AVR och generatorregulator. . . . .	100
A.10	Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL utan AVR och generatorregulator samt last modellerad enligt konstant effekt. . . . .	101
A.11	Förbrukning då lasten modelleras enligt konstant effekt. . . . .	101



# Tabeller

2.1	Storleksdefiniering av olika sorter av kraftanläggningar . . . . .	11
2.2	Vanligt förekommande skyddsfunktioner . . . . .	13
4.1	Skyddsmodell och inställningar för de berörda frekvensderivataskyddet i Händelse 1 . . . . .	34
4.2	Tekniska riktlinjer för inställningar av frekvensderivataskydd . . . . .	35
4.3	Översikt på frekvensderivataskydd för olika fabrikat och modeller . . . . .	38
5.1	Noggrannhet för PMU:er som använts i studien . . . . .	46
6.1	Tester utförda på olika enheter . . . . .	59
6.2	Angiven noggrannhet för skydd som användes i proven . . . . .	61
6.3	Inställningsvärden för frekvensderivata vid prov av noggrannhet [Hz/s] . . . . .	61
6.4	Resultat från test av störningsfil där en 400 kV ledning kopplades bort . . . . .	65
6.5	Resultat från pulsrampling av frekvensderivatan med tvåfasig kortslutning . . . . .	67
B.1	Parametervärden vid effektflödesanalys . . . . .	103
B.2	Modellparametrar för den klassiska generatormodellen (GENCLS) . . . . .	104
B.3	Modellparametrar för modellen av generatormodellen med utpräglade poler (GENSAL) . . . . .	105
B.4	Modellparametrar till AVR för generator med utpräglade poler (SEXS) . . . . .	105
B.7	Modellparametrar för vindkraftverkets elektriska modell (WT3E1) . . . . .	105
B.5	Modellparametrar till generatorregulator för generator med utpräglade poler (HYGOV) . . . . .	107
B.6	Modellparametrar för vindkraftverkets generatormodell (WT3G2) . . . . .	107
B.8	Modellparametrar för vindkraftverkets mekaniska modell (WT3T1) . . . . .	108
B.9	Modellparametrar för vindkraftverkets pitchmodell (WT3P1) . . . . .	108
B.10	Modellparametrar för lastmodell (IEELBL) . . . . .	109



# Kapitel 1

## Introduktion

Detta kapitel introducerar bakgrund och syfte till examensarbetet. Även vilka frågeställningar som ska besvaras, de mål som ska uppnås samt vilka avgränsningar som gjorts presenteras.

### 1.1 Bakgrund

Det har under de senaste åren skett en ökad installation av generatorer i nätet på spänningar mellan 10–30 kV, i form av vindkraftproduktion. När dessa kraftverk tappar sin anslutning till det fasta nätet efter till exempel ett fel finns det risk för att ödrift uppstår. Med ödrift menas att kraftverken fortsätter leverera effekt till laster eller fel utan någon kontakt med det synkrona nätet. Detta kan potentiellt vara mycket farligt och den elektriska ön måste upphöra snarast möjligt. Anledningen till att det anses farligt med ödrift är att det inte finns samma kontroll över spänning och ström i ön, som i kraftsystemet som helhet. Detta leder främst till en risk för personer som vistas i området om ett fel fortsätter att matas från en generator. Servicepersonal kan anta att ledningarna är spänningslösa eftersom komponenterna är bortkopplade. Kommer någon person i kontakt med en spänningsatt ledare utsätts de för livsfara. Ytterligare fara är om spänningen i önätet bli högre än normalt. Elektriska apparater kan då gå sönder, vilket då kan innebära en risk för personer.

För att motverka ödrift i det svenska kraftsystemet installeras idag främst frekvensderivataskydd. Dessa placeras vid generatorer som installeras i nät där det finns risk för att de kan gå i ödrift. Idén med ett frekvensderivataskydd är att effektskillnaden som uppstår mellan last och produktion när ön bildas ska ge upphov till en snabb förändring i frekvens, på grund av den lägre svängmassan i ön. Frekvensderivataskyddet är inställt att koppla bort kraftverket när frekvensderivatan överstiger inställningsvärdet under en tid längre än tidsfördröjningen.

När frekvensderivataskydd började installeras i systemet var inställningarna ställda mycket lågt. Detta visade sig vara problematiskt då det skedde flera fall av obefogade bortkopplingar där frekvensderivataskydd löst ut när brytare manövrerats i nätet, eftersom även detta kan leda till kortvariga transienter som återspeglas i frekvensderivatan. Produktionsanläggningen bryter då mot Svenska kraftnäts förordningar SvKFS2005:2 som klargör att anläggningen inte får kopplas bort om frekvensen och spänningen är inom specifika intervall. De gånger då en obefogad bortkoppling inträffat har en undersökning startats och inställningsvärden höjts något för att undvika upprepning. Detta har under åren gjorts flera gånger och inställningarna är nu enligt praxis ungefär fem gånger högre jämfört med när skydden först installerades i kraftnätet. På grund av de obefogade bortkopplingarna råder

det delade meningar om frekvensderivataskydd borde användas i kraftsystemet.

## 1.2 Syfte och frågeställning

Syftet med examensarbetet är att undersöka frekvensderivataskyddens funktion, inställningar samt att skapa bättre förståelse för de villkor som leder till obefogad utlösning av skydden. Några frågor som ska försöka besvaras är:

- Hur implementeras den principiella funktionen av olika tillverkare?
- Vad är den troliga anledningen till de obefogade bortkopplingarna?
- Finns det några optimala inställningar eller tumregler för att försäkra både känslighet och stabilitet?
- Uppfyller frekvensderivataskyddet någon funktion?

## 1.3 Mål

Målen med examensarbetet kan delas upp i fyra delmål.

1. I en litteraturstudie sammanfatta frekvensderivataskyddens funktion, tillämpning, nödvändighet, problematik samt vilka standarder det finns i branschen och hur de används av olika nätägare i Sverige och i omvärlden.
2. Redogöra för hur frekvensderivatan påverkas vid normala händelser i kraftnätet, det vill säga störningar och driftkopplingar genom en empirisk analys baserad på mätdata från PMU.
3. Utarbeta riktlinjer för att ställa in skydden för att erhålla tillräckligt hög stabilitet och känslighet baserat på Mål 1 och 2.
4. I mån av tid och tillgång: evaluera frekvensderivataskyddens prestanda för olika fabriker och modeller genom laborationstester.

## 1.4 Avgränsningar

- Antalet skydd som ingår i laborationstesterna är begränsat då inte skydd från alla leverantörer finns tillgängliga.
- Tiden för genomförande av laborationstesterna är avgränsad till fyra dagar.
- Den data som används i den empiriska mätdataanalysen innefattar endast scenarion där frekvensen gått utanför de gränser som definieras som störningar. Detta innebär att frekvensförändringar som sker inom tillåtna gränser, 49,85-50,15 Hz, inte inkluderas.

## 1.5. ANSVARSOMRÅDEN

### 1.5 Ansvarsområden

Detta examensarbete har utförts i ett tätt samarbete mellan författarna men det huvudsakliga ansvaret för avsnitt 2.1 - 2.3, kapitel 3, avsnitt 5.1, 5.4 - 5.6, avsnitt 6.1 - 6.4, avsnitt 7.4 - 7.6, kapitel 8, avsnitt A.1, A.3.3 - A.3.4 och A.4 har legat hos Erik Kilander medan huvudansvaret för kapitel 1, avsnitt 2.4, kapitel 4, avsnitt 5.2 - 5.3, 5.7, avsnitt 6.5, avsnitt 7.1 - 7.3, avsnitt A.2, A.3.1 - A.3.2, A.3.5 och kapitel B legat hos Niklas Modig.

### 1.6 Översikt

I kapitel 1 beskrivs syftet med examensarbetet samt mål och begränsningar. Kapitel 2 presenterar teori om elkraftsystemet samt vilka förordningar som produktionsanläggningar måste förhålla sig till. Kapitel 3 beskriver ödrift och vilka kriterier som måste vara uppfyllda för att en elektrisk ö ska kunna bildas. Även problem relaterade till ödrift samt vanliga skydd för att motverka detta tas upp. Kapitel 4 beskriver hur frekvensderivataskydd fungerar och vilka inställningsmöjligheter som finns. Tillgängliga leverantörer och normala inställningsvärden från olika nätägare diskuteras. I kapitel 5 presenteras en empirisk studie baserat på mätningar och beräkningar från olika enheter utplacerade i nätet. Denna studie ger en uppfattning av storleken på frekvensderivatan vid olika typer av händelser i nätet. Kapitel 6 beskriver laborationstester genomförda på två olika fabrikat av frekvensderivataskydd. Noggrannhetsanalys, känslighetsanalys, spänningskänslighet samt tester av inspelade händelser från ödrift är några typer av de tester som utförts. I kapitel 6 görs också en korrelationsanalys mellan frekvensderivataskydd och en Phasor Measurement Unit från kapitel 5. Kapitel 7 innehåller en diskussion om tidigare kapitel. I kapitel 8 presenteras slutsatser och rekommendationer för framtida arbete.



## Kapitel 2

# Elkraftsystem

Elektricitet har sedan länge varit en självklarhet i vår vardag. Från att i början vara en lyx för att höja levnadsstandarden är elektricitet idag en självklarhet för de flesta. Det finns många system som människor idag förlitar sig på som är helt beroende av elektricitet. Om kraftsystemet kollapsar skulle det få stora konsekvenser och därför måste leveransen av elektricitet alltid upprätthållas för att få ett fungerande samhälle. Kraftsystemet kan delas upp i tre basdelar, produktion, transmission och konsumtion. Produktion är där den elektriska energin produceras i generatorer som drivs av någon yttre kraft. Den elektriska energin överförs sedan via elnätet från produktionsanläggningarna till konsumenterna som förbrukar energin. Konsumtionen består av industrier, transportsystem, motorer, hushåll med mera.

### 2.1 Svenska kraftnätet

Det svenska kraftnätet ingår i det nordiska kraftsystemet som är synkront sammankopplat och består av Sverige, Finland, Norge samt östra Danmark, se figur 2.1. Elnätet i Sverige kan delas upp i olika sektioner beroende på spänningsnivå. Stamnätet ägs och drivs av det statliga affärsverket Svenska kraftnät. Stamnätets spänningsnivå är mycket hög, 220-400 kV, för att minska förluster i ledningar och kablar vid överföring av stor effekt över långa sträckor.

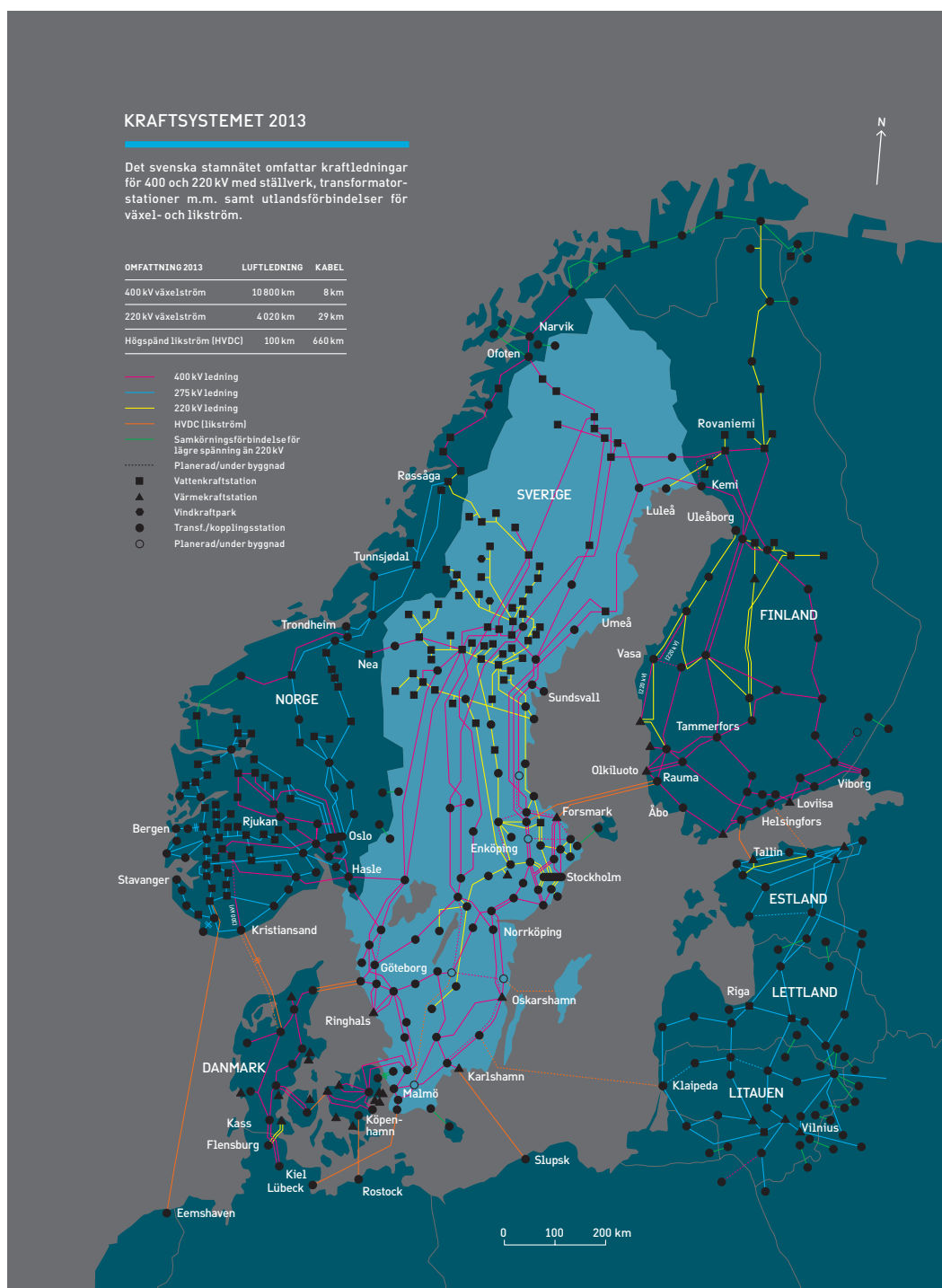
I Sverige kan nätet kategoriseras som maskat eller radiellt. När ett nät är maskat betyder det att lasterna i noderna matas från fler än ett håll. Användning av maskade nät gör att systemet blir starkare och kan hantera störningar på ett bättre sätt. De flesta näten i Sverige på spänningsnivåerna 70-400 kV är maskade. På lägre spänningsnivåer är näten istället oftast av radiell karaktär. Att ett nät är radiellt menas det att det endast finns en matningspunkt från överliggande nät.

Majoriteten av antalet kunder i Sverige är normala hushåll, dessa kallas även för borgerlig last. Borgerlig last ansluts oftast på lågspänning i radiella nät. För vissa industrier är det mer effektivt att ansluta sig till nätet på högre spänningsnivå.

I figur 2.1 visas en karta över det svenska stamnätet, som det såg ut 2013, ner till spänningsnivån 220 kV.

### 2.2 Vindkraft

Genom bestämmelser inom den Europeiska Unionen skall alla länder inom unionen arbeta för minskad klimatpåverkan och hållbar energiförsörjning [2]. Dessa mål räknas sedan om



Figur 2.1. Karta över det svenska stamnätet [1].



## 2.2. VINDKRAFT

för respektive land. För Sveriges del betyder detta att 49 % av all energi skall produceras från förnybara källor år 2020. Sverige har i stor grad redan byggt ut vattenkraften i den utsträckning som det går och måste istället undersöka nya sätt att generera förnybar energi. Vindkraftproduktion är då ett vanligt alternativ.

Enskilda vindkraftverk ansluts oftast på radialer i nätet med spänningsnivåer på 10–30 kV. Detta skiljer sig från större produktionsanläggningar som kärnkraft och vattenkraft som ofta installeras i det maskade nätet. Större grupper av vindkraftparker kan dock anslutas i det maskade nätet på högre spänningar och även till stamnätet, på grund av den stora inmatningseffekten. Anledningen till att större parker inte ansluts på 10–30 kV är att ledningarna inte är dimensionerande för den höga effekten som krävs. Varje vindkraftverk arbetar med spänning på ungefär 0,69 kV som sedan transformeras upp till den spänning som används i anslutningspunkten till nätet.

### 2.2.1 Krav vid anslutning av vindkraft

För att Svenska kraftnät ska kunna upprätthålla stabil och säker drift har det upprättats föreskrifter som alla producenter som vill ansluta sig till det svenska nätet måste förhålla sig till. De föreskrifter som gäller för hur produktionsanläggningarna ska förhålla sig till under drift finns beskrivet i SvKFS 2005:2 [3]. I föreskrifterna beskrivs störningstålighet, spänningsreglering, effektreglering, avställning och start efter yttre spänningslöshet, kommunikation och styrbarhet samt verifiering och dokumentation.

I avsnittet om störningstålighet beskrivs krav på hur stora och medelstora vattenkraftstationer, gasturbinaggregat och vindkraftgrupper skall kunna upprätthålla produktion även om spänning och frekvens förändras, enligt figur 2.2.

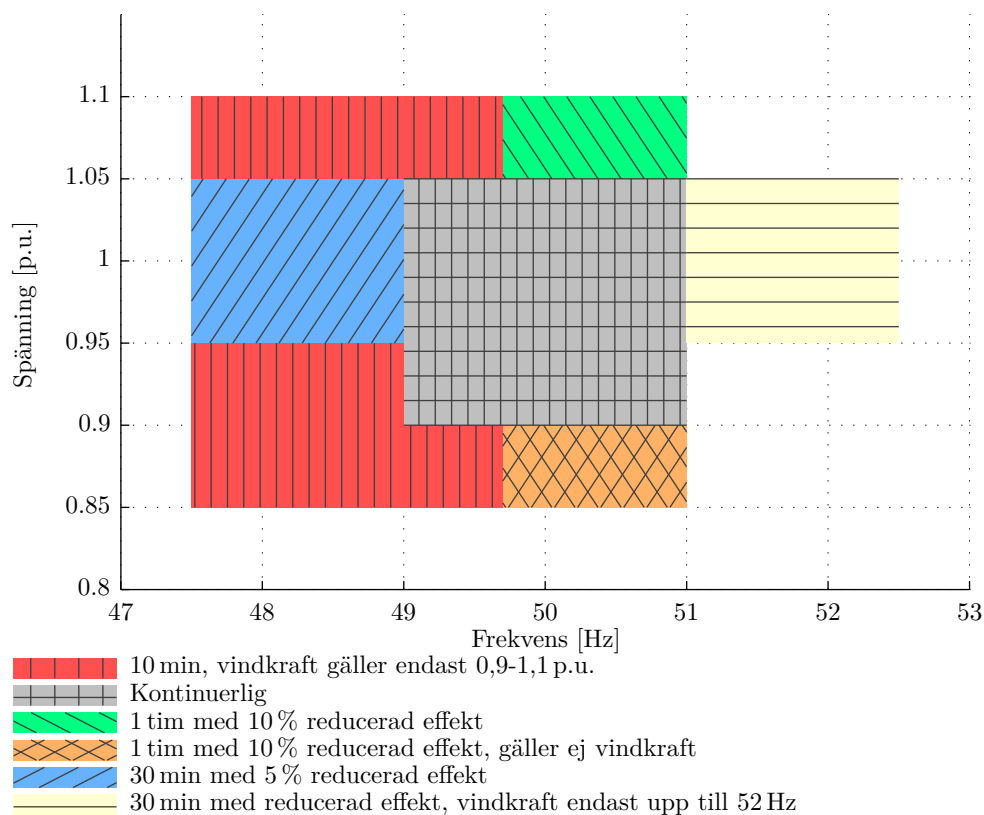
I tabell 2.1 visas vilka storlekar på kraftanläggningen som tillhör stora, medelstora och små anläggningar.

**Tabell 2.1.** Storleksdefiniering av olika sorter av kraftanläggningar

Kraftanläggning	Nominell generatoreffekt [MW]		
	Stora anläggningar	Medelstora anläggningar	Små anläggningar
Vattenkraftstation	>50	50-25	25–1,5
Värmekraftblock	>100	100-25	25–1,5
Gasturbinaggregat	>100	100-25	25–1,5
Vindkraftgrupp	>100	100-25	25–1,5
Vindkraftaggregat	-	-	<1,5

Om frekvensen eller spänning skulle gå utanför området för kontinuerlig drift, den grårutiga arean i figur 2.2, gäller andra krav för kraftverkens produktion. För andra kraftverk som värmekraftblock och små anläggningar gäller ungefär samma områden.

Utöver dessa föreskrifter kan de olika ägarna av nätet på lägre spänningsnivåer ha hårdare krav som producenterna måste uppfylla för att vara anslutna.



Figur 2.2. Driftkrav för stora och medelstora vatten- gas- och vindkraftproducenter [3].

### 2.3 Skyddssystem

I kraftsystemet finns det skyddssystem för att säkerställa tillförlitlig drift av systemet och hålla en hög personsäkerhet. Skydden är till för att detektera och isolera onormaliteter i systemet som till exempel kortslutningar, jordfel, osymmetrisk last, höga eller låga spänningar, höga laster, frekvensvariationer och stor frekvensderivata. Kopplas inte allvarliga fel bort kan det ha förödande konsekvenser för utrustning, anläggningar och inte minst personer. Det finns ett mycket stort utbud av skydd från flera olika tillverkare. Skydden är ofta specialkonstruerade beroende på vart i nätet de ska placeras och vilken funktion de ska ha. Skyddsfunktioner designas i olika moduler som sedan måste aktiveras och ställas in på korrekt sätt. Olika klasser av skydd som finns är bland annat generator-, transformator-, lednings-, samlingskenskene- och motorskydd.

Skydden mäter olika storheter beroende på funktion, vanligt förekommande är ström, spänning, temperatur och tryck. Efter mätning utförs beräkningar för att få fram alla relevanta variabler för att få vetskap om systemets status. Skydden jämför sedan de aktuella nivåerna med de inställda säkerhetsnivåerna. Uppfattar skyddet att systemet befinner sig i ett allvarligt läge skickas utlösningssignal till en eller flera bestämda brytare som kopplar bort den felaktiga delen av nätet. I tabell 2.2 listas några vanliga skyddsfunktioner i nätet.

## 2.4. DYNAMIK OCH STABILITET

**Tabell 2.2.** Vanligt förekommande skyddsfunktioner

Skyddsfunktion	Beskrivning
Över-/underfrekvensskydd	Skydda systemet från kollaps genom att koppla bort generatorer eller last vid stora frekvensavvikelser.
Överströmsskydd	Detektera strömmar som uppkommer vid kortslutning och jordfel. Skyddet måste snabbt skicka signal till brytare för att koppla bort felet.
Impedansskydd	Detekterar ett fel när impedansen blir lägre än inställt värde. Ledningsimpedansen förblir oförändrad vid olika driftläggningar i nätet och skyddet blir därför oberoende av nätets kortslutningseffekt.
Över-/underspänningsskydd	Skydda komponenter och ledningar mot höga spänningar. Det är även mycket viktigt att inte personer kommer i kontakt med överspänningar.
Överlastskydd	Skydda ledningar och generatorer mot för höga lastströmmar, som i längden kan det leda till överhettade ledningar.
Ödriftsskydd	Skydda systemet för att generering i radiella nät inte skall fortsätta mata last då anslutningen till det överliggande nätet tappats, se kapitel 3 och 4.

### 2.4 Dynamik och stabilitet

Ett kraftsystem har på grund av sin stora geografiska utsträckning och sina mekaniskt roterande massor ett dynamiskt beteende. Kraftsystemet kan liknas med en uppsättning av vikter med olika massa som är upplyfta och sammankopplade med mekaniska fjädrar. Fjädrarna representerar då nätet och vikterna representerar generatorer eller laster. När vikterna rör sig upp och ner med en gemensam pendlingsrörelse kan detta tolkas som kraftsystemets elektriska frekvens. Generatorer är vikter som får hjälp med pendlingen från en person som med handkraft drar vikten upp och ner. Laster visualiseras genom att vikterna enbart rör sig upp och ner med hjälp av den sammankopplade fjäderkraften. Om en vikt knuffas, som kan ses som en störning, kommer alla vikter i hela systemet att röra på sig mer eller mindre. Det är nu lätt att inse att delar av viktsystemet kommer påverkas olika beroende på knuffens storlek, position, varaktighet och hastighet. Detta gäller också för ett kraftsystem och måste tas hänsyn till vid dynamiska beräkningar.

Personen som kontrollerar vikterna måste efter en knuff styra vikterna för att kunna stabilisera systemet, på samma sätt som reglersystemet i generatorerna.

För att säkerställa drift av systemet behövs momentan kontroll av tre stabilitetskategorier, vinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet [4].

**Vinkelstabilitet** anger hur rotorvinkeln för de olika synkrona generatorerna som ingår i systemet förhåller sig till varandra. Blir vinkeln för stor kan det resultera i att en eller flera generatorer tappar synkroniseringen med resten av systemet. Vid störningar i systemet kommer dessa rotorvinklar att förändras och då uppstår effektpendlingar mellan generatorer. Blir dessa effektpendlingar för stora kan det leda till systemkollaps. Det som bestämmer hur stora dessa effektpendlingar blir är varaktigheten

av störningen och systemets dämpning. Vinkelstabilitet karaktäriseras ofta i två undergrupper, småsignalstabilitet och transientstabilitet. Med småsignalstabilitet menas hur systemet hanterar små störningar, som till exempel att den mekaniska effekten i en generator förändras med 10 %. Med transientstabilitet menas istället systemets förmåga att hantera större störningar som till exempel kortslutningar.

**Spänningsstabilitet** syftar till möjligheten att hålla spänningen på systemets noder inom rimliga gränser efter att systemet plötsligt förändrats. Förändringen kan vara stor som till exempel störningar eller mindre som till exempel lastförändringar. Stabiliteten kan klassificeras i snabb och långsam stabilitet. Den snabba stabiliteten omfattar det dynamiska förloppen i asynkronmotorer och HVDC-omriktare. Den långsamma stabiliteten omfattar lindningskopplare, temperaturkontrollerade laster samt strömbegränsningar till generatorer och har ett förlopp upp till flera minuter. Störningar som påverkar spänningsstabiliteten kan till exempel vara kortslutningar, bortfall av produktion eller förändringar i lasten.

Om det inte är spänningsstabilitet i systemet kommer spänningen att öka eller minska tills antingen systemet kollapsar eller ett stabilt jämviktsläge nås. Blir spänningen för hög kan det vara fara för personer och komponenter. För att kontrollera spänningen används reaktiva komponenter som reaktorer, kondensatorbankar, Static Var Compensator (SVC), med mera.

**Frekvensstabilitet** anger systemets förmåga att hålla en stabil frekvens vid en kraftig störning. Frekvensen beror på hur den momentana balansen mellan produktion och konsumtion ser ut. Om produktionseffekten överstiger konsumtionseffekten kommer frekvensen i systemet att öka. Bortsett från kortvariga effektpendlingar, arbetar alla synkrongeneratorer med samma frekvens även om de tillför systemet olika mängder energi. Hur snabbt frekvensen förändras vid en störning beror på storleken av effektförändringen, storleken på den totala svängmassan i systemet, lasternas frekvensberoende, frekvensen före effektförändringen och den gemensamma reglerstyrkan i de anläggningar som deltar i primärregleringen.

#### 2.4.1 Jämviktspunkt

När systemet har nått ett skede där vinklarna, frekvensen och spänningarna stabiliserats har systemet kommit till en jämviktspunkt. Ett system kan ha flera jämviktspunkter men det är inte säkert att alla är stabila. Påverkas systemet av en störning som en kortslutning kommer systemet flyttas från sin jämviktspunkt och börja oscillera. Är systemet robust med hög dämpning kommer oscillationerna klinga av snabbare med tiden. Har systemet för låg dämpning eller om systemet flyttas för långt från jämviktspunkten riskerar systemet att kollapsa.

#### 2.4.2 Reglersystem

Ett elkraftsystem skulle vara oerhört känsligt för störningar utan de reglersystem som används. Små rubbningar skulle kunna få hela systemet att kollapsa. För att öka stabiliteten i kraftsystemet förses många generatorer med kontrollfunktioner i form av magnetiserings-system, Automatic Voltage Regulator (AVR), och systemstabilisatorer, Power System Stabilizer (PSS). En AVR styr magnetiseringsspänningen för generatoren för att kontrollera statorspänningen genom den genererade reaktiva effekten. En bättre dynamisk spänningsstabilitet kan då erhållas. När AVR används händer det ofta att dämpningen i systemet blir lägre. För att öka dämpningen inkluderas då en PSS i kontrollsystemet.

## 2.4. DYNAMIK OCH STABILITET

För att reglera frekvensen används frekvensreglerade generatorer som ändrar sin effektproduktion för att kompensera variationerna i frekvensen. Detta kallas reglerkraft och finns framförallt i vattenkraftverken. Genom att styra vattenflödet in i turbinen kan den producerade effekten regleras. Mer om detta i avsnitt 2.4.3.

### 2.4.3 Frekvensreglering

Frekvensreglering kan delas in i tre kategorier [5], primärreglering, sekundärreglering och tertiärreglering.

**Primärreglering** är alltid aktiv när frekvensen avviker från 50 Hz och är inom frekvensintervall 49,9-50,1 Hz. Primärregleringen är i det nordiska elkraftsystemet indelad i två automatiska reserver:

- *Frekvensstyrd normaldriftsreserv (FNR)* ska i Norden vara minst 600 MW vid frekvensen 50 Hz och minst 231 MW i Sverige [6]. Denna reserv är fullt aktiverad när den maximala frekvensvariationen  $\pm 0,1$  Hz är nådd. Denna reserv syftar till att kompensera för små, snabba och slumpartade förändringar i produktion samt förbrukning och ska reagera inom sekunder till en minut.
- *Frekvensstyrd störningsreserv (FDR)* aktiveras när frekvensen sjunker under 49,9 Hz och är fullt aktiverad vid 49,5 Hz. Kapacitetskravet i Norden är att den ska kunna återställa ett effektbortfall av största produktionsenheten och i Sverige ska den vara minst 1160 MW [6]. För att kraftsystemet ska kunna vara beredd på ett nytt fel måste denna reserv vara fullt återställd inom 15 minuter [6].

**Sekundärreglering**, även kallad *snabb störningsreserv*, används för att återställa systemets FDR efter en störning och lyfta tillbaka frekvensen till 50 Hz. Detta sker genom att antingen ändra kontrollnivån i reglerystemen i vattenkraftverken, starta ny produktion eller genom att införa en integrerande loop i styrsystemet.

**Tertiärreglering**, även kallad *långsam störningsreserv*, innebär oftast att koppla in ytterligare produktion i form av gasturbiner för att återställa reglerkraft. Detta behövs för att kunna hantera en ny störning.

**Nödeffekt** är en skyddsfunktion som finns till för att försöka rädda systemet när frekvensen avviker för mycket från den nominella nivån. Nödeffekt tillförs genom att överförd effekt på en eller flera HVDC-länkar förändras. Detta aktiveras i specifika steg när frekvensen sjunker under eller stiger över ett bestämt värde. Vid stora effektbortfall är det mycket vanligt att nödeffekt aktiveras på flera olika länkar. Aktivering sker med en tidsfördröjning mellan 100-500 ms. Kortare fördröjning tillämpas på de mest kritiska stegen, de som aktiveras sist. Vid de tillfällen då HVDC-länkarna inte är i drift kan dessa självklart inte användas för nödeffekt. Även långsammare nödeffekt i form av gasturbiner finns tillgänglig i systemet. Denna aktiveras först efter cirka fem minuter.

### 2.4.4 Svängmassa

När en störning inträffar reagerar inte primärregleringen momentant utan har en viss tidsfördröjning som beror på att det tar en viss tid för vattnet att rinna ner i turbinen. Detta medför att den initiala förändringen inte kan påverkas av primärregleringen utan istället bestäms av den kinetiska energin som finns lagrad i systemets roterande maskiner. Svängmassan i det nordiska kraftsystemet består till 95 % av synkrongeneratorer men motorer

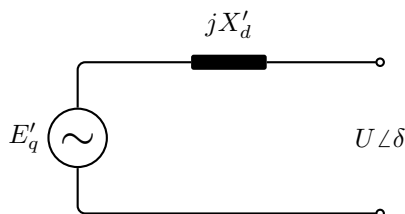
bidrar också med roterande energi [7]. Om frekvensen sjunker eller stiger bromsas detta upp genom att roterande maskiner i systemet retarderar eller accelererar. Svängmassan kan ses som systemets tröghet mot förändringar i frekvensen och kan i jämförelse med fjäderanalogin liknas med vikternas massa. En större vikt gör systemet mindre känsligt för knuffar. På samma sätt bidrar en större svängmassa i ett kraftsystem till mindre känslighet mot störningar och därmed en högre frekvensstabilitet.

### Synkronmaskiner

Synkronmaskiner har fått sitt namn just därför de roterar synkront med systemets elektriska frekvens. Detta innebär också att det finns en direkt koppling mellan frekvensförändringar i elnätet och förändringar i synkronmaskinens mekaniska rotationshastighet. Denna dynamiska länk kan beskrivas med hjälp av Newtons kraftlag och är känd som svängningsekvationen (swing equation), ekvation (2.1).

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2HS}(P_m - P_e(\delta)) \end{cases} \quad (2.1)$$

där  $\delta$  är rotorvinkeln,  $\omega = 2\pi f$  är den elektriska vinkelfrekvensen i rotorn,  $\omega_0 = 2\pi f_0$  är den elektriska synkrona vinkelfrekvensen i statorn,  $H$  är tröghetskonstanten (Ws/VA) och  $S$  är den skenbara märkeffekten.  $P_m$  är den mekaniska effekt som matas in i generatorn och  $P_e(\delta)$  är den elektriska effekt som matas ut ur generatorn och baserar sig på den klassiska generatormodellen, se figur 2.3 där den elektriska effekten ges av ekvation (2.2).



Figur 2.3. Ekvivalent krets för synkrogenerator.

$$P_e = \frac{E'_q U}{X'_d} \sin(\delta - \theta) \quad (2.2)$$

Produkten  $HS$  är svängmassan och kan beräknas enligt ekvation (2.3).

$$HS = \frac{1}{2} J \omega_{ms}^2 \quad [\text{Ws}] \quad (2.3)$$

där  $\omega_{ms} = 2\pi n_0$  där  $n_0$  är varvtalet (varv/min),  $J$  är det totala tröghetsmomentet ( $\text{kgm}^2$ ) för rotor, turbin och axel i maskinen. Ekvation (2.1) kan nu lösas och anger då förhållandet mellan frekvensderivata, effektförändring och svängmassa enligt ekvation (2.4).

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_0}{2HS}(P_m - P_e(\delta)) = \frac{f_0}{2HS} \Delta P \quad (2.4)$$

## 2.4. DYNAMIK OCH STABILITET

Ekvation (2.4) kan också tillämpas för ett system med flera synkrongeneratorer som en approximation på frekvensderivatan [8], [9], [10].  $\Delta P$  är då istället totala systemets effektförändring och  $HS$  är summan av totala systemets svängmassa enligt ekvation (2.5).

$$HS = \sum_i^N H_i S_{ni} \quad [\text{Ws}] \quad (2.5)$$

$S_{ni}$  är den skenbara märkeffekten och  $H_i$  tröghetskonstanten för varje enskild synkronmaskin.

Det bör nämnas att i ekvation (2.4) försummas lasternas frekvensberoende samt primärregleringens inverkan på frekvensderivatan. Det sistnämnda kan anses rimligt när korta tidsperioder studeras eftersom primärregleringens tidsfördröjning gör att den inte har någon inverkan på frekvensderivatan förrän efter några sekunder.

### Asynkronmaskiner och effektelektronik

I en asynkronmaskin roterar maskinen asynkront med nätets elektriska frekvens. I detta fall finns alltså inte samma direkta koppling vilket också gör att asynkronmaskiner inte heller bidrar med svängmassa lika mycket som synkronmaskiner [11]. Asynkrongeneratorer är vanligt förekommande i många olika typer av vindkraftverk. När vindkraftverk med asynkrongeneratorer används och temporärt ersätter vattenkraftverk med synkrongeneratorer bidrar detta till att systemet får en lägre svängmassa. Vindkraftverk av Typ 3 (DFIG), beskrivet i avsnitt 2.4.5, har en dubbelmatning till elnätet. Denna konstruktion bidrar till viss del med svängmassan i systemet men inte lika mycket som en synkrongenerator [12]. Däremot kan DFIG med kontrollsystem lämpa sig bra för att dämpa mindre oscillationer i systemet men är sämre vid större störningar [13]. Vindkraftverk av Typ 4 (FPCWT), också beskrivet i avsnitt 2.4.5, använder synkrongeneratorer men har en fulleffektomriktare mellan generator och elnät som omvandlar turbinens varierande varvtal till systemets konstanta frekvens. Det finns därmed ingen koppling mellan systemets elektriska frekvens och den roterande massans rotationshastighet. Vindkraftverk av denna typ bidrar därför inte med svängmassa överhuvudtaget.

Dock finns undantaget med så kallad virtuell svängmassa, som möjliggör effektelektronikbaserad produktion att bidra med svängmassa. Genom avancerad styrning av effektelektroniken kan den genererade aktiva effekten ökas eller minskas väldigt snabbt. På detta vis kan snabba frekvensförändringar i nätet överföras till generatorsidan varpå dess varvtal påverkas och generatören bidrar med svängmassa.

Svängmassan är som lägst i kraftsystemet under sommaren då mycket effekt produceras av vind och sol samt att konsumtionen är lägre än på vinterhalvåret. Det är även normalt att utföra service på flera typer av synkrongeneratorer under sommaren, till exempel kärnkraftverk.

I HVDC-teknik används också fulleffektomvandlare för att förbinda elnät som inte är synkront kopplade. Av samma princip som för vindkraftverken bidrar därför HVDC-länkar inte heller till svängmassan i systemet.

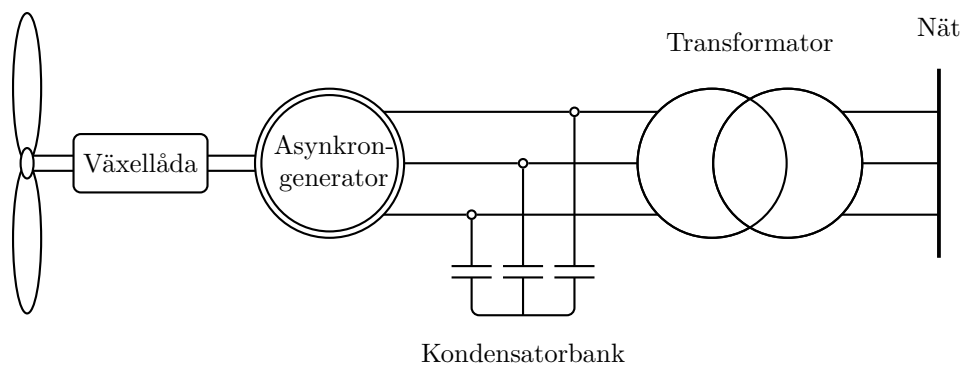
### 2.4.5 Typer av vindkraftverk

Vindkraftverk som konstrueras idag är största delen horisontalaxlade. Vindkraftverken byggs på platser där vinden anses vara tillräckligt stark och konsistent för att det ska vara lönsamt.

Kraftverken kan kategoriseras i två grupper, maskiner med konstant varvtal och maskiner med varierbart varvtal. Fyra olika klasser av vindkraftverk [14] kommer att beskrivas kort nedan.

### Typ 1 - Maskiner med konstant varvtal

Typ 1 är en vindkraftgenerator som är direkt ansluten till nätet genom en transformator. En asynkrongenerator med en burlindad rotor används. En kondensatorbank ansluts till generatoren för att minska den reaktiva effekt som generatoren drar från nätet, se figur 2.4.



Figur 2.4. Vindkraftverk med konstant varvtal.

Oberoende av hur stark vind det är kommer vindkraftverkets rotor snurra med i stort sett samma konstanta hastighet som beror på nätfrekvensen, växellådans omsättning och antalet poler i generatoren. Denna typ av vindkraftverk är konstruerad för att uppnå maximal effektivitet vid en speciell vindhastighet och var vanligast i början på 1990-talet.

Nackdelar med att generatoren har konstant varvtal är att variationer i vindhastigheten leder till effektvariationer på nätet vilket leder till höga mekaniska påkänningar. En annan nackdel är att den konsumerade reaktiva effekten inte kan kontrolleras. Det positiva är att det är en billig, enkel och robust lösning.

### Typ 2 - Maskiner med begränsad varierbart varvtal

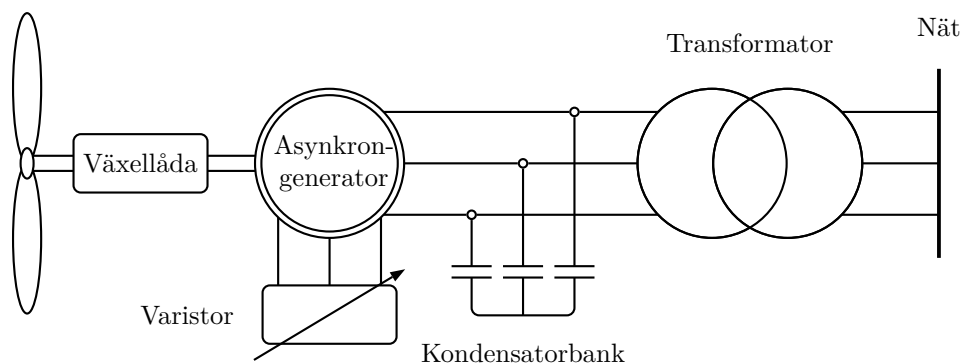
Typ 2 liknar Typ 1 i många aspekter men kan också förändra varvtalet genom att förändra rotorresistansen. Generatoren är asynkron med en lindad rotor och är direkt ansluten till nätet. Denna maskin har producerats sedan mitten på 1990-talet. På samma sätt som Typ 1 används en kondensatorbank för att minska konsumtionen av reaktiv effekt, figur 2.5.

Rotorresistansen kan förändras med hjälp av en omriktare som sitter monterad på rotoraxeln. Omriktaren styrs med optiska signaler som eliminerar behovet av dyra släpningar. Den effekt som matas från omriktaren in till rotorresistansen kommer endast generera förluster. När rotorresistansen förändras går det att kontrollera eftersläpningen och därmed maskinens uteffekt. Normalt varvtal för maskinen är ungefär 0–10 % högre jämför med den synkrona hastigheten i systemet.

Nackdelen med Typ 2 är att effekten som förbrukas i rotorresistansen endast genererar värme.



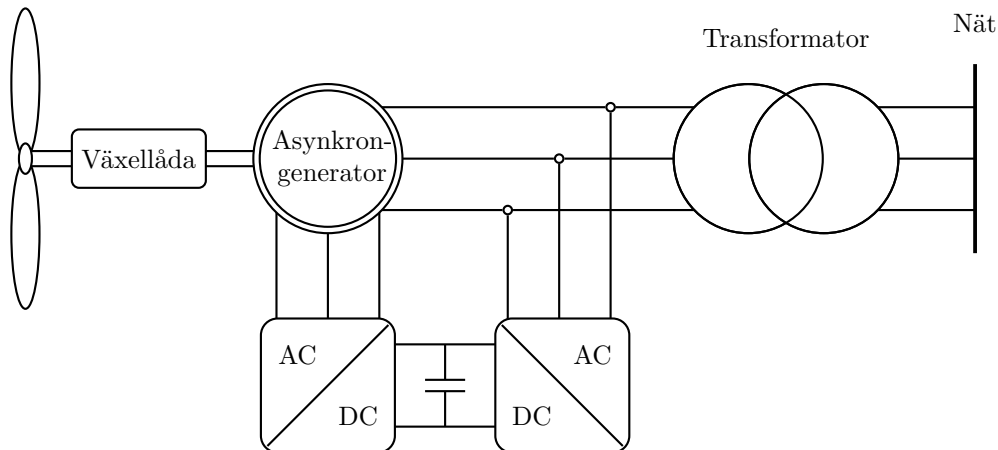
## 2.4. DYNAMIK OCH STABILITET



Figur 2.5. Vindkraftverk med begränsat varierbart varvtal.

### Typ 3 - Maskiner med dubbelmatad asynkronmotor

En dubbelmatad asynkrongenerator även kallad Doubly Fed Induction Generator (DFIG) är både kopplad till nätet via statorn och rotorn samt är idag en av de vanligaste vindkraftgeneratorerna. Med dubbelmatad menas att spänningen på statorsidan matas direkt från nätet och spänningen på rotorsidan induceras genom en effektelektronikomriktare. Rotorn är i likhet med Typ 2 en lindad rotor. Effektomriktaren är normalt konstruerad för en effekt som uppgår till cirka 30 % av den totala generatoreffekten. Statorn är istället direktkopplad, se figur 2.6.



Figur 2.6. Vindkraftverk med dubbelmatad asynkrongenerator.

DFIGs typiska egenskap är att det går att hantera en varierande turbinhastighet genom att absorbera eller mata effekt till och från rotorn. Rotorhastigheten kan varieras med ungefär  $\pm 30\%$  jämfört med den synkrona hastigheten i systemet. På det sättet kan statorfrekvensen hållas konstant genom att omriktaren kompenserar för skillnaden mellan mekanisk och elektrisk frekvens. Till skillnad från Typ 2 kan omriktaren i Typ 3 ta tillvara på energin och mata ut den till nätet. Detta gör DFIG till en mer energieffektiv lösning. En annan fördel med DFIG är att endast 30 % av den totala effekten kommer belasta effektomriktaren. Detta gör att omriktaren inte behöver dimensioneras för lika stor effekt som

Typ 4 och blir därmed billigare att tillverka samt kommer generera lägre förluster.

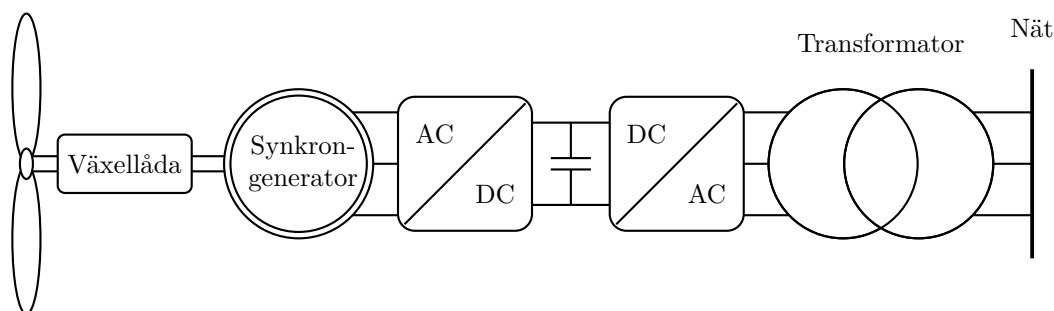
Frekvensomriktaren består av två stycken motkopplade kraftelektronikomriktare med en gemensam likspänningslänk. Omriktare som placeras på rotorsidan kontrollerar aktiv och reaktiv effekt från generatoren genom att kontrollera strömkomponenterna till rotorn. Omriktaren på nätsidan kontrollerar likspänningen på DC-länken och säkerställer att hela omriktaren arbetar utan att dra eller producera reaktiv effekt. Skillnaden mellan en vanlig asynkrongenerator och en DFIG är att rotorspänningen inte induceras från statorn i en DFIG utan från rotoromriktaren.

Fördelen med DFIG är möjligheten till kontroll av aktiv och reaktiv effekt för att undvika effektvariationer ut på nätet. Nackdelen är behovet av släppringar.

#### Typ 4 - Maskiner med fulleffektomriktare

Genom att använda en fulleffektomriktare mellan vindkraftgeneratoren och nätet minskas beroendet av generatortypen. Denna typ av vindkraftverk kallas även Full Power Converter Wind Turbine (FPCWT). Vanligt är att använda en synkrongenerator med permanentmagneter för att undvika den reaktiva magnetiseringsströmmen från nätet. Används många poler i generatoren kan låg rotationshastighet uppnås och växellådan kan eventuellt exkluderas.

Omriktaren består på samma sätt som i DFIG av två motkopplade kraftelektronikomriktare med en gemensam likspänningslänk, se figur 2.7.



Figur 2.7. Vindkraftverk med fulleffektomriktare.

Omriktaren närmast generatoren kontrollerar frekvens och spänning vid generatorterminalen. Omriktaren kan då styra den genererade frekvensen för att kontrollera rotorhastigheten. Rotorhastigheten kan då optimeras efter vindhastigheten för att erhålla högsta möjliga verkningsgrad. Omriktaren närmast nätet kontrollerar och växelriktar spänningen till nätet. Nackdelen med en fulleffektomriktarlösning är att omriktaren måste dimensioneras för hela nominella effekten, vilket leder till en kostsam lösning.

#### 2.4.6 Förbrukningens spännings- och frekvensberoende

Konsumtionen i nätet kommer att reagera olika på händelser i kraftsystemet beroende på om lasten är resistiv, kapacitiv, induktiv eller en kombination av dessa. Hur stor den resistiva delen i lasten är sett till den totala impedansen anges av effektfaktorn, ekvation (2.6).

$$\cos(\phi) = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)\right) \quad [\text{p.u.}] \quad (2.6)$$

## 2.4. DYNAMIK OCH STABILITET

Laster brukar vid simulering modelleras med en statisk modell som tar hänsyn till både spänning och frekvens som beror på lastens karaktäristik [15]. Minskar spänningen eller frekvensen vid en last kommer lastens effektförbrukning att minska. Laster karaktäriseras till konstant effekt, konstant ström, konstant impedans eller en kombination av dessa beroende på hur stor inverkan spänningen har på konsumtionen, ekvationer (2.7) och (2.8).

$$P_L = P_{L0} \left( \frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mp} \left( \frac{\omega}{\omega_n} \right)^{np} \quad (2.7)$$

$$Q_L = Q_{L0} \left( \frac{U_L}{U_{L0}} \right)^{mq} \left( \frac{\omega}{\omega_n} \right)^{nq} \quad (2.8)$$

där samtliga variabler och konstanter beskrivs nedan.

$U_L$	Spänning på lastskenan
$U_{L0}$	Nominell spänning på lastskenan
$P_{L0}$	Nominell aktiv effekt som lasten förbrukar
$Q_{L0}$	Nominell reaktiv effekt som lasten förbrukar
$\omega$	Vinkelhastighet vid lasten
$\omega_n$	Nominell vinkelhastighet
$mp$	Faktor för spänningskänslighet den aktiva delen av lasten
$mq$	Faktor för spänningskänslighet den reaktiva delen av lasten
$np$	Faktor av reaktiv last som är konstant impedans
$nq$	Faktor av reaktiv last som är konstant ström

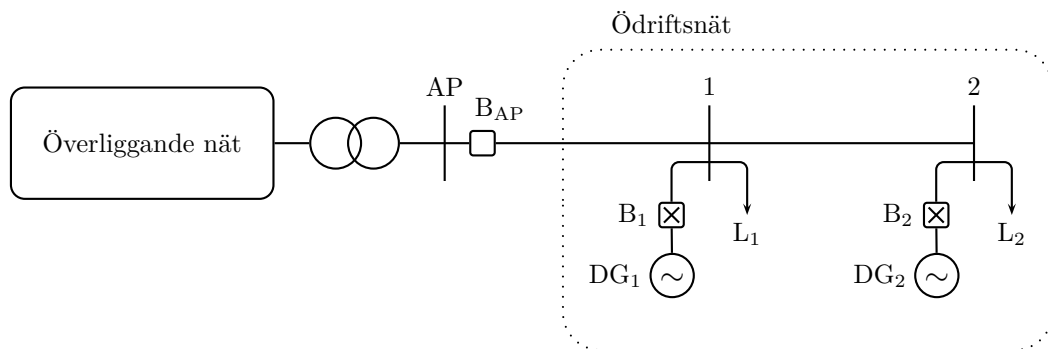
Karaktäristiken av lasten spelar stor roll när systemet förflyttas från sin vilopunkt på grund av olika typer av fel eller driftkopplingar. Under senare år har lastens frekvensberoende minskat på grund av att många motorer matas från frekvensomriktare. Frekvensomriktaren klarar av att mata lasten med en konstant effekt oberoende av vilken frekvens det är i systemet.



## Kapitel 3

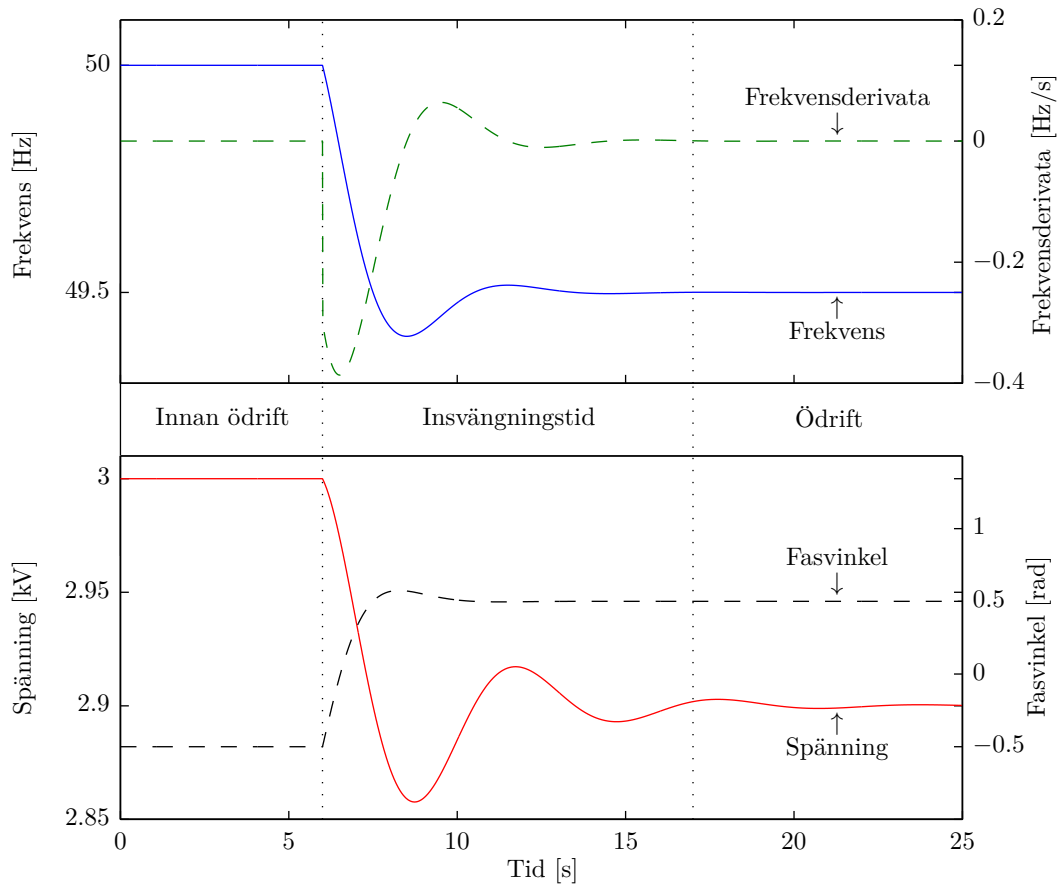
# Ödrift

Vid händelse av brytarfrånslag vid fel eller planerade kopplingar i elnätet kan det inträffa att ett mindre område i elnätet bestående av både produktion och konsumtion blir isolerat från resten av systemet. I det isolerade systemet klarar produktionen att anpassa sig till lasten och upprätthålla driften. En sådan händelse kallas ödrift eftersom det bildas en elektriskt isolerad del av elsystemet, en ö, som är självförsörjande och inte längre är beroende av sin elektriska koppling till det större kraftsystemet. Om det isolerade systemet klarar av att kompensera för effektförändringen samt att frekvensen och spänningen bibehålls inom reläskyddens marginaler förblir ön i drift och är då självförsörjande. Det här är möjligt om det isolerade systemet hamnar i en egen jämviktspunkt, vilket kräver att det uppstår aktiv och reaktiv effektbalans i ödriftsnätet. Ett exempel på ödrift visas i figur 3.1, där brytare  $B_{AP}$  vid anslutningspunkten AP har slagit från och de distribuerade generatorerna  $DG_1$  och  $DG_2$  ensamt nu försörjer de två lasterna  $L_1$  och  $L_2$ .



Figur 3.1. Exempel på ödrift.

Händelseförloppet vid ödrift kan delas in i tre delar. Jämviktspunkt innan bortkoppling, insvängningstid och jämviktspunkt efter bortkoppling. Figur 3.2 visar approximativt hur storheterna kan variera under förloppet.



Figur 3.2. Frekvens, frekvensderivata, spänning och fasvinkel vid händelse av ödrift.

### 3.1 Aktiv effektbalans

Den aktiva effektskillnaden mellan produktion och förbrukning är proportionerlig mot frekvensens förändring när ödriften bildas, vilket tidigare har beskrivits i avsnitt 2.4.3, 2.4.4 och 2.4.6. I och med att det övriga systemet kopplas bort bestäms frekvensförändringen enbart av den reglerstyrka, svängmassa och last som finns samt den effektobalans som uppstår i det isolerade systemet. Effektoabalansen bestäms i huvudsak av hur mycket export eller import av effekt till den blivande ön som var aktuell vid bortkoppling.

### 3.2 Reaktiv effektbalans

Precis som med aktiv effekt exporteras eller importeras det reaktiva effekt till den blivande ön innan bortkoppling. När ön bildas måste lasternas reaktiva effektförbrukning produceras av generatorerna i ön. Denna reglering görs av deras inbyggda AVR, se avsnitt 2.4, som reglerar generatorbussens spänning och därmed även det reaktiva effektlödet i det isolerade systemet. Den reaktiva effektförändringen påverkas också av att den reaktiva lasten är spänningsberoende, se avsnitt 2.4.6, och därmed påverkar det reaktiva effektlödet. Enligt

### 3.3. PLANERAD ÖDRIFT

samma princip kan effektobalansen också reduceras på sikt genom att transformatorer höjer eller sänker spänningen med hjälp av lindningskopplare.

### 3.3 Planerad ödrift

Ödrift kan både vara planerad och oplanerad. Vissa industrier med egen elproduktion, som till exempel pappersbruk, kan medvetet isolera sig från kraftsystemet. Detta kan vara fördelaktigt vid åskväder då risken för störningar och bortkoppling på grund av åsknedslag är större [16]. Ytterligare en fördel kan vara ifall industrin vill slippa att bli bortkopplad vid ett internt jordfel. Sjukhus kan, i värsta fall, bli bortkopplade från nätet men använder då reservkraftsgeneratorer för att upprätthålla sin försörjning och blir då självförsörjande. Detta är viktigt eftersom vissa elektriska apparater hela tiden måste vara tillgängliga och brukbara för personal och patienter. Sjukhuset kan då också undvika att bli påverkade av avbrott i elnätet. Även delar av nät med borgerlig last kan dra nytta av ödrift. Konsumenterna kan då skydda sig mot yttre störningar. För att kunna hantera planerad, säker och oavbruten ödrift krävs noggranna analyser för att se att näten och generatorerna klarar av att försörja lasten. Detta leder ofta till rekonstruering och omdimensionering av berörda komponenter i elnätet vilket medför högre kostnader. Det har efter stormen Gudrun genomförts tekniska förstudier om möjligheter att köra städer i ödrift, exempelvis i [17].

### 3.4 Oplanerad ödrift

Vid oplanerad ödrift, även kallad spontan eller omedveten ödrift, kan spänning och frekvens gå utanför de säkerhetsramar som maskiner, generatorer och andra komponenter i elnätet är konstruerade för. Nätägaren har heller ingen kontroll över det isolerade nätet och kan inte längre garantera elsäkerhet eller elkvalitet. Generatorer kan exempelvis mata ett jordfel utan att det upptäcks och det innebär personfara. Av denna anledning tillsammans med andra som listas nedan är oplanerad ödrift något vanskligt som ska undvikas.

- **Elkvalitet:** Nätägaren kan inte garantera elkvaliteten på ön eftersom den inte har någon koppling till det övriga nätet. Onormala spännings- och frekvensnivåer samt osymmetri i spänning kan förekomma. Även höga nivåer på flimmer och övertoner kan uppstå [18].
- **Säkerhet:** Servicetekniker och annan personal som vistas i området kan vara omedvetna om att stationen/ledningen fortfarande är spänningsatt av den distribuerade generatoren.
- **Osynkroniserad återinkoppling:** Ifall de distribuerade generatorerna är ur fas med det övriga systemet vid återinkoppling slår brytaren med annan fas eller frekvens, kallad "bomfasning". Det kan då uppstå stora mekaniska vridmoment på generatorer och motorer. Om detta inträffar på en spänningstopp kan även höga spänningstransienter uppstå.
- **Kortslutning och jordfel:** Om en kortslutning inträffar kan felströmmen vara mycket lägre vid ödrift än normal drift. Strömmen kan då bli lägre än vad skyddsutrustningen är inställd på vilket resulterar i att skyddet inte kan detektera felet och kortslutningen kopplas inte bort. På samma sätt kan ett jordfel förbli inkopplat i ödriftnätet genom att de isolerade generatorerna matar felet och spänningen vidupphålls, vilket medför att skyddsutrustningen inte kan detektera felet. Att fel inte kopplas bort utgör personfara och kan skada isolerande skikt och skapa överslag.

Traditionellt sett har produktion i kraftnätet till större del bestått av stora vatten- och kärnkraftverk som försörjt lasten. Idag ansluts fler och fler förnybara energikällor av mindre skala i radialer på de lägre spänningsnivåerna. Detta innebär att produktionen är mer utspridd och fler situationer av ödrift kan uppstå. Ödrift är därför ett potentiellt växande problem i kraftnätet.

### 3.4.1 Förebyggande metoder

Det finns flera förebyggande metoder för att motverka ödrift. En metod är att stänga av frekvensreglering i synkrongeneratorernas kontrollsystem för att på detta vis undvika att dessa generatorer bidrar till att upprätthålla frekvensen, det vill säga den aktiva effektbalansen, i det isolerade systemet. En annan metod är att stänga av spänningsregleringen (AVR) och förhindra att synkrongeneratorerna bidrar till att upprätthålla spänningen, det vill säga den reaktiva effektbalansen i ön. Dessa metoder kan användas separat eller tillsammans. Den uppenbara nackdelen med dessa metoder är att generatorerna inte är delaktiga i reglering av frekvens och spänning i det övriga systemet.

Kontrollsystemen behöver dock inte stängas av helt och hållet utan en annan metod är att istället ställa in dem inom begränsade nivåer. På detta vis skulle eventuell ödrift undvikas genom att reglersystemen inte räcker till för att upprätthålla frekvens och spänning i det isolerade området.

## 3.5 Skydd mot ödrift

Istället för förebyggande metoder kan reläskydd användas för att motverka ödrift. Då tillämpas istället metoder där ödriften detekteras och produktionen kopplas bort som följd. Med andra ord ett skydd mot ödrift, även kallat ödriftsskydd. Skydd mot ödrift är vanligt förekommande och rekommenderas bland annat av organisationer som IEEE [19] och ENA [20].

### 3.5.1 Kommunikationsmetoder

En metod för att detektera ödrift är att tillämpa kommunikation mellan olika mätpunkter i nätet med exempelvis Power Line Carrier (PLC). En mer avancerad lösning kan vara att använda ett centralt övervakningssystem, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system, som kommunicerar med flera mätpunkter. Med logik och signalscheman kan ödrift då upptäckas. Några exempel beskrivs mer ingående i [21], [22] och [23].

Dessa metoder är komplexa och dyra att införa. Ofta används istället lokala skydd. Dessa kan delas i två grupper, aktiva och passiva metoder [24].

### 3.5.2 Aktiva metoder

Vid aktiva metoder påverkas systemet direkt genom att det avsiktligt införs små störningar. Störningarna, som vanligtvis inte skulle vara märkbara i det stora systemet, blir nu mer framträdande i det mindre och svagare ödriftsnätet. Detta kan åstadkommas genom att införa en förändring i reaktiv effekt, fasvinkel, impedans eller frekvens. Den största fördelen med aktiva detekteringsmetoder är att ödrift kan upptäckas även när noll effektobalans uppstår i ödriftsnätet. Dock finns nackdelen att elkvaliteten påverkas negativt av störningarna [24].



## 3.5. SKYDD MOT ÖDRIFT

### 3.5.3 Passiva metoder

Passiva metoder baseras på att lokalt mäta systemparametrar för att utifrån dessa värden tolka ifall ödrift har uppstått. Parametrarna kan till exempel vara spänning och frekvens, fasvinkel eller frekvensderivata. Det är vanligt att flera parametrar mäts för att få en bättre uppskattning av systemets tillstånd. Som kan ses i figur 3.2 sker en stor förändring av de angivna storheterna. Detta tillämpas i de vanligaste passiva metoderna, som beskrivs nedan.

#### Spänning och frekvens

När ödrift uppstår sjunker eller stiger frekvensen och likaså spänningen. Genom att ställa in ett visst gränsvärde och tidsfördröjning på över- och underfrekvensskydd samt över- och underspänningsskydd kan ödrift detekteras. Detta är dock en långsam detekteringsmetod eftersom den reagerar först när frekvens och/eller spänningen har stigit över eller sjunkit under under sina inställda värden. Inställningarna ska dessutom vara inom ett intervall där de inte reagerar obefogat på andra händelser i nätet. Av dessa anledningar anses denna metod vara en underlägsen detekteringsmetod jämfört med fasskift och frekvensderivata [25] men däremot däremot mindre benägen att lösa ut obefogat.

#### Fasskift

Eftersom den från generatorerna levererade aktiva och reaktiva effekten sannolikt ökar eller minskar vid händelse av ödrift kommer effektfaktorn vid generatorskenan förändras. Detta kan utnyttjas för att detektera ödrift genom att mäta skiftet i generatorspänningens fasvinkel. Detta kallas just därför för fasskift, Vector Shift (VS) på engelska. Fasskiftsskydd är relativt okänsliga och kan kräva över 30 % i effektoabalans i den isolerade ön för att detektera ödrift. Dessutom är denna metod känslig för störningar i elnätet och kan då orsaka felaktig detektering [18] och blir därmed ostabil och svår att ställa in [25].

#### Frekvensderivata

Frekvensderivata, Rate Of Change Of Frequency (ROCOF) på engelska, kommer att ändras då ödrift uppstår eftersom det uppstår en obalans i det aktiva effektutbytet. Hur derivatan förändras beror på ett flertal faktorer som beskrivits i tidigare kapitel men främst på svängmassa och effektoabalans. Frekvensderivataskydd är idag det vanligaste skyddet mot ödrift [26], [27], [8], [28] och har visat sig vara ett bättre alternativ för att detektera ödrift än fasskiftsskydd [27], [29]. Det är i Sverige generellt en branschöverenskommelse att denna typ av skydd ska användas när snabb detektering av ödrift krävs [30].

Fördelen med frekvensderivataskydd är dess snabba detekteringstid. Dock lider skydden av obefogad funktion vid störningar och kopplingar i nätet. Av denna anledning avråder också [30] från att använda frekvensderivataskydd i de fall då det absolut inte är nödvändigt, det vill säga det finns ingen uppenbar risk för ödrift. Frekvensderivataskydd kommer behandlas mer ingående i kapitel 4.

#### Moderna metoder

Förutom ovanstående metoder finns även andra passiva detekteringsmetoder som ofta använder sig av ytterligare mätningar och/eller beräkningslogik och blir därför mer komplexa.

I dessa metoder används bland annat storheter som effektderivatan  $dP/dt$ , kvoten mellan frekvensderivata och effektförändring  $df/dP$ , impedansändring och total övertonsdistortion

för detektering [24]. Under de senaste åren har denna forskning utökats ytterligare med fler metoder, till exempel [31], [32], [33] och [34].

### Jämförelse mellan frekvens- och frekvensderivataskydd

I [35] visas att frekvensderivataskydd har högre sannolikhetsgrad att detektera ödrift än över-/underfrekvensskydd. I [36] har det även rapporterats att frekvensderivataskydd minskar antalet icke detekterade ödriftsfall. Vidare detekterar frekvensderivataskydd ödrift snabbare än över- och underfrekvensskydd enligt [28]. Detta beror främst på att frekvensskydd detekterar först när en viss frekvensnivå uppnåtts medan frekvensderivataskydd detekterar frekvensförändringen direkt, vilket belyses i ett exempel nedan.

Detekteringstiden  $t_{d1}$  som funktion av frekvensderivatan  $df/dt$  för ett överfrekvensskydd kan, med antagandet att frekvensen sjunker linjärt vid en bortkoppling, grovt uppskattas med hjälp av ekvation (3.1).

$$t_{d1} = \frac{\beta_1}{\left(\frac{df}{dt}\right)} + t_{f1} \quad (3.1)$$

där  $\beta_1$  är överfrekvensinställningen och  $t_{f1}$  är tidsfördröjningen. På liknande sätt kan detekteringstidskurvan för ett frekvensderivataskydd uppskattas med ekvation (3.2).

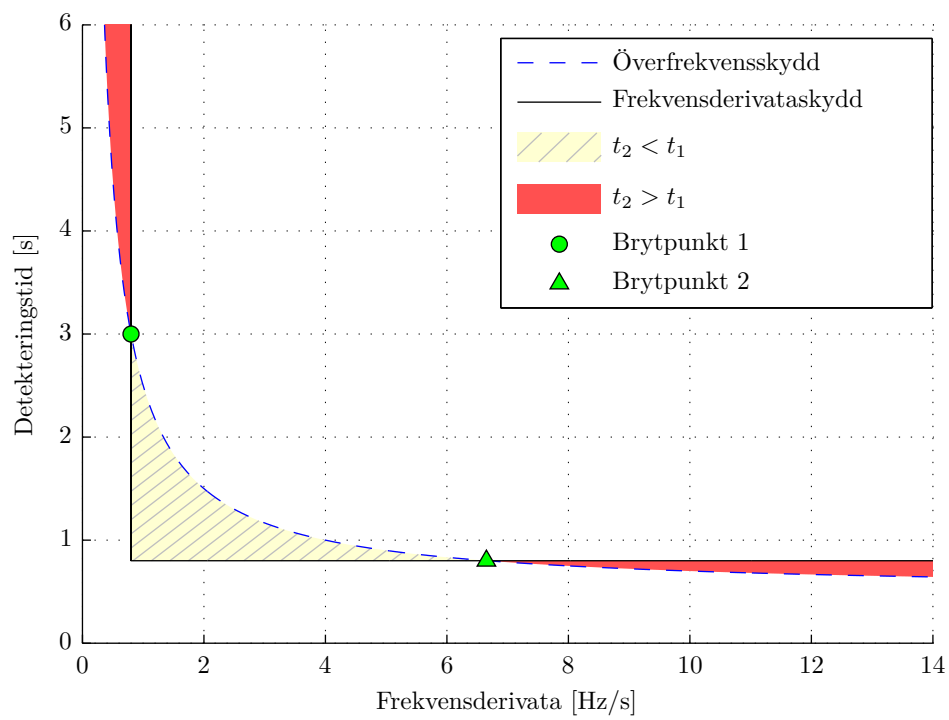
$$t_{d2} = \begin{cases} t_{f2}, & \text{för } t_{f2} > \beta_2 \\ \infty, & \text{för } t_{f2} = \beta_2 \end{cases} \quad (3.2)$$

Där  $t_{f2}$  är tidsfördröjningen och  $\beta_2$  är inställningsvärdet på frekvensderivatan för frekvensderivataskyddet. I figur 3.3 visas kurvorna för ekvation (3.1) och (3.2) i samma diagram. Överfrekvensskyddet har inställningsvärdena  $\beta_1 = 52$  Hz och  $t_{f1} = 500$  ms. Frekvensderivataskyddet är inställt på  $\beta_2 = 0,6$  Hz/s och  $t_{f2} = 800$  ms. Tidsfördröjningen avser här den tid det tar för skyddet att mäta spänningen och beräkna frekvensen/frekvensderivatan. Detekteringstiden utgör tidsfördröjningen plus tiden det tar innan tröskelvärdet (52 Hz eller 0,6 Hz/s) är nått och en utlösningssignal kan skickas från skyddet.

Som kan ses i figur 3.3 är detekteringstiden avsevärt mycket kortare för ett frekvensderivataskydd jämfört med ett överfrekvensskydd för större delen av området även fast en längre tidsfördröjning används. Det är först vid derivator under 0,6 Hz/s (Brytpunkt 1) och över 6,65 Hz/s (Brytpunkt 2) som överfrekvensskyddet detekterar snabbare. Den gulrandiga arean i figuren anger det område som frekvensderivataskyddet är snabbare än överfrekvensskyddet och tvärsom för det rödmarkerade. Ett högre ställt överfrekvensskydd ökar den gulrandiga arean och tvärsom för det rödmarkerade. Omvänt minskar arean med en högre ställd derivata eller lägre tidsfördröjning.

Observera att motsvarande kurva för underfrekvensskydd, förutsatt att det tillåtna avvikelsevärdet är lika stort som för överfrekvens (2 Hz), ser likadan ut.

### 3.5. SKYDD MOT ÖDRIFT



**Figur 3.3.** Detekteringstid som funktion av frekvensderivata för överfrekvensskydd och frekvensderivataskydd.



## Kapitel 4

# Frekvensderivataskydd

Frekvensderivataskydd användes tidigare som en blockeringsignal till under- och överfrekvensskydd för att undvika bortkoppling av last eller produktion vid effektpendlingar. Nu för tiden används skydden som förutom ett skydd mot ödrift även för att accelerera lastbortkoppling vid större produktionsbortfall. Detta görs för att stabilisera upp systemet snabbare. I detta kapitel kommer skyddens funktion, inställningsmöjligheter, tillämpning och problem med obefogade bortkopplingar beskrivas. Det presenteras även en mer detaljerad analys av olika skyddsfabrikat.

### 4.1 Mätning och noggrannhet

För att beräkna frekvensderivata behövs först en frekvenssignal. Eftersom frekvens inte går att mäta direkt utförs istället en beräkning baserat på spänning. Med hjälp av mättransformatorer erhålls en analog spänningssignal som skyddet omvandlar till diskreta värden genom sampling. Den digitala spänningssignalen används sedan för att beräkna frekvensen. Hur detta går till varierar mellan olika modeller på marknaden men vanligast är diskret fouriertransform (DFT) eller nollgenomgångsdetektion (NGD) [18]. Vid NGD utnyttjar skydden tidsskillnaderna mellan nollgenomgångarna och beräknar frekvensen utifrån detta. Skydd som arbetar med DFT genomför istället en transformering av den samplade mätsignalen. Oftast används en snabb fouriertransform, Fast Fourier Transform (FFT), för att minska antalet beräkningar. Efter transformeringen fås frekvensinnehållet där grundtonen är den som är mest intressant.

Vissa tillverkare beräknar frekvensen från plusföljden i spänningen för att få en säkrare funktion. Plusföljdskomponenten beräknas från mätningar på alla fasspänningar, ekvation (4.1) där  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ .

$$\bar{U}_1 = \frac{\bar{U}_A + a\bar{U}_B + a^2\bar{U}_C}{3} \quad [\text{V}] \quad (4.1)$$

Det erhålls då en spänning som baseras på alla fasspänningar och därmed minskar influensen av osymmetrisk spänning.

En annan parameter som påverkar hur noggrant frekvensderivatan beräknas är hur stort mätfönster som används. Mätfönstret är det tidsintervall, det vill säga antalet diskreta mätpunkter, som algoritmen använder för att beräkna derivatan. Mätfönstret varierar för olika skydd men förekommer mellan två perioder (40 ms) och 100 perioder (2 s) [26]. Ett beräkningsexempel med ett mätfönster på  $n$  perioder ( $20n$  ms) visas i ekvation (4.2).

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad [\text{Hz/s}] \quad (4.2)$$

I och med att ett medelvärde beräknas kan mätfönstret betraktas som ett filter.

Det har i en undersökning [29] visat sig att de skydd som existerar på marknaden idag reagerar olika på samma händelse. Detta beror bland annat på att de olika leverantörerna använder sig av olika beräkningsalgoritmer [26] men också hur skyddet är konstruerat och vilka komponenter som används.

I studien [26] gjordes en simuleringsjämförelse mellan FFT och NGD. En modell av skydden konstruerades och simulerades vid en händelse i nätet som inte var en ödriftsituation och den inställningsnivå där skydden löste ut observerades. Resultaten visade att om nollgenomgång användes som mätteknik krävdes en frekvensderivatainställning på  $>0,9$  Hz/s för att skyddet inte skulle lösa obefogad medan FFT krävde  $>1,0$  Hz/s. Med andra ord säger studien att FFT är mer känsligt för störningar och att nollgenomgång har högre stabilitet.

#### 4.1.1 Inställningsmöjligheter

Det finns olika möjligheter till inställningar beroende på tillverkare av skyddet. Det finns två huvudinställningar som kan ställas in för att skyddet ska vara tillräckligt känsligt och samtidigt stabilt.

- **Frekvensderivata** ställs in för att bestämma vid vilken minsta derivata som skyddet ska starta. När denna inställning ska bestämmas är det viktigt att uppskatta hur stor derivatan kan bli vid normala kopplingar. Oftast används ett värde mellan 0,3–5 Hz/s beroende på nätet som skyddet ska placeras i. Inställningar kan för vissa skydd väljas olika för negativ respektive positiv derivata. Andra skydd använder istället bara ett inställningsvärde, frekvensderivatans absolutbelopp.
- **Tidsfördröjning** är en inställning som kan väljas för att minska oönskade utlösningar från skyddet. När en tidsfördröjning angivits betyder det att frekvensderivatan måste överstiga gränsvärdet under hela tidsfördröjningen för att skyddet ska lösa ut. För vissa skydd finns även möjligheten att välja mellan konstant eller inverterad tidsfördröjning. Konstant tidsfördröjning innebär att frekvensderivatan måste gå utanför gränsvärdet under hela tidsfördröjningen för att skyddet ska lösa ut. Inverterad tidsfördröjning innebär istället att tidsfördröjningen blir olika beroende på frekvensderivatans storlek.

Utöver dessa finns det i vissa skydd ytterligare möjliga inställningar som listas nedan.

- **Underspanningsblockering** är en inställning som blockerar att skyddet löser ut om spänningen är under en viss nivå. Denna inställning hjälper skyddet att inte lösa ut vid händelser som felaktigt kan uppfattas som ödrift då frekvensderivatan kan bli stor, till exempel kortslutningar i närheten av skydden. Ytterligare en anledning är att frekvensen inte kan beräknas tillförlitligt om spänningen är för låg. Typiskt värde för blockeringsspärr är cirka 0,8 p.u.
- **Tidsfördröjning för återgång** bestämmer hur lång tidsfördröjning det ska vara innan skyddet nollställs efter att gradienten gått under gränsvärdet. Denna inställning finns inte på alla skydd. Om denna inställning saknas i skyddet är detta värde antingen noll eller konstant.

## 4.2. KÄNSLIGHET OCH STABILITET

- **Spänningsmätning** är för vissa skydd ett inställningsalternativ och bestämmer om frekvensberäkningen ska baseras på fasspänning, huvudspänning eller plusföljdsspänning.

### 4.2 Känslighet och stabilitet

När frekvensderivataskyddet ställs in behöver inställningsvärden väljas för tillräcklig känslighet och stabilitet. Att skydden är tillräckligt känsliga innebär att de detekterar när en verklig ödrift inträffar. Med stabilitet menas att skydden är tillräckligt robusta och inte löser ut för övriga händelser i nätet, som inte betraktas som ödrift. Det som avgör dessa två faktorer är främst inställningsvärden för frekvensderivata och tidsfördröjning. Övre gräns på frekvensderivata och tidsfördröjning avgör känsligheten och undre gräns avgör stabiliteten.

#### 4.2.1 Obefogad bortkoppling

Stor frekvensderivata kan även uppstå i systemet vid tillfällen som till exempel koppling av brytare och bortkoppling av stora kraftverk [10]. Det har vid ett flertal tillfällen hänt att skydden detekterat stor derivata vid normala händelser i nätet och kopplat bort på grund av dålig mätning, beräkning eller för känsliga inställningar [26], [28], [37]. När detta händer i Sverige och frekvensen ligger inom ramarna beskrivna i avsnitt 2.2.1, bryter dessa producenter mot föreskrifterna i SvKFS2005:2 [3]. Om produktion kopplas bort då systemet är inom ramarna riskeras att fler derivataskydd löser ut eftersom derivatan då blir ännu större. Vid ett extremt fall om mycket generering kopplats bort för snabbt kan systemet bli ostabilt och kollapsa [38].

Trenden det senaste decenniet har visat en ökning av vindkraftsproduktion och även ökat effektutbyte mellan länder genom HVDC-länkar. Varken det först- eller sistnämnda bidrar med någon svängmassa, bortsett från eventuell virtuell svängmassa, och därför kommer frekvensen kunna fluktuera mer än tidigare. Denna dynamiska förändring av systemet gör det också svårare att konfigurera frekvensderivataskydd eftersom derivatan kommer variera i högre grad än tidigare.

Nedan beskrivs uppmärksammade händelser när frekvensderivataskydd löst ut obefogat.

#### Händelse 1

Nätägare 1 äger nätet i de östra delarna av ett område. I nätet för Nätägare 1 finns en vindkraftpark, Vind 1. Nätägare 2 äger näten i norra och centrala delarna av området där vindkraftparkerna Vind 2 och Vind 3 är belägna. Driftbolag 1 är ett bolag som projekterat byggnationen av samtliga tre vindkraftparker samt är ansvarigt för driften av dessa.

Svenska kraftnät manövrerar en brytare i stamnätet i anslutning till detta område. Denna manövrering resulterar i en förändring av frekvens och spänning i nätet både vid från och tillslag.

Efter manövrering förändras spänningens fasläge i området från att vara kopplad mellan ett fasläge i norra Sverige och i södra Sverige, till att erhålla ett fasläge som ligger efter det i södra Sverige. I stamnätet sker det inga frekvensavvikelser som kan relateras till kopplingar som Svenska kraftnät utfört.

Nätägare 2 som också äger nätet som är anslutet till Svenska kraftnäts kopplingsstation noterar ingen driftstörning vid tidpunkten då kopplingarna ägde rum. Nätägare 3 noterar störningar i nätet då Svenska kraftnät manövrerar brytaren. Nätägare 1 noterar frekvens- och spänningsförändringar i nätet under samma dag. Tidpunkten för mätningen är dock inte synkroniserad med tiden för Svenska kraftnäts manövreringar.

Resultatet är att frekvensderivataskyddet i vindkraftparkerna Vind 1 och Vind 2 löser ut och bryter därmed mot SvKFS2005:2.

Frekvensderivataskyddet i Vind 3 löser inte ut och parken är oberörd av händelserna i nätet. Tabell 4.1 visar skyddsmodell och inställning i respektive vindkraftpark.

**Tabell 4.1.** Skyddsmodell och inställningar för de berörda frekvensderivataskyddet i Händelse 1

Vindkraftpark	Skyddsmodell	Inställningsvärden	
		Frekvensderivata [Hz/s]	Tidsfördröjning [s]
Vind 1	ABB REX521	0,3	0,5
Vind 2	Schneider-Electric MiCOM P132	0,3*	0,5
Vind 3	Siemens SIPROTEC 7SJ6215	0,3	1,4

\* vid Vind 2 var det vid drifttagning 0,3 Hz/s men det var osäkert om inställningen hade uppdaterats till 0,5 Hz/s eller inte vid denna händelse

Driftbolag 1 meddelar att de helst ser att frekvensderivataskydd inte installeras. Frekvens- och spänningsskydd i samband med ödrift anses som en mer robust utformning på skydd mot ödrift.

## Händelse 2

Ett frekvensderivataskydd placerat vid en station i nordöstra Norrland löser obefogat. Inställningen för detta skydd var ursprungligen 0,2 Hz/s för derivatan och 0,3 s för tidsfördröjningen. Leverantören av skyddet medger att skydden är känsliga då de endast är inställda att lösa ut på frekvensderivata. Till exempel kan in- och urkopplingar av laster i närområdet orsaka att skydden löser ut. Leverantören rekommenderar att skyddet ställs i en funktion där både kriterier för frekvens och frekvensderivata måste vara uppfyllda. Skydden skulle då bli mer stabila enligt leverantören.

Efter den obefogade bortkopplingen höjdes inställningen på frekvensderivatan till 0,3 Hz/s och tidsfördröjningen till 0,5 s.

### 4.2.2 Ödrift utan detektering

I motsats till föregående avsnitt finns det även fall där ödrift har inträffat men frekvensderivataskyddet inte har löst ut. Den främsta orsaken till detta är okänsliga inställningar. Frekvensderivatan kan då vara ställd på för högt värde och/eller för lång tidsfördröjning. Detta leder till att skyddet misslyckas detektera ödriften.

En annan orsak kan också vara att en för liten effektobalans uppstår i ödriftnätet vilket medför att en inte tillräcklig stor derivata uppstår. Därför kommer det alltid finnas scenarion där ödrift inte går att upptäcka med ett frekvensderivataskydd, oavsett hur väl inställt det är. Området där dessa effektobalanser förekommer kan definieras som en icke detekterbar zon (IDZ) och används ofta som ett mått på frekvensderivataskyddets tillförlitlighet [39]. Den effektobalansen som krävs för att skyddet ska detektera ödrift kan definieras som en kritisk effektobalans [27] och beror på hur ödriftnätet ser ut och hur noggrant skyddet mäter. Dessa värden utgör då randvillkoren för IDZ.



#### 4.3. KRAV OCH RIKTLINJER FRÅN NÄTÄGARE I SVERIGE OCH OMVÄRLDEN

### 4.3 Krav och riktlinjer från nätägare i Sverige och omvärlden

Kravet på användning av frekvensderivataskydd varierar mellan olika nätägare i olika länder men det finns även skillnader mellan nätägare i Sverige. Detta kapitel avser att sammanfatta och klargöra dessa skillnader.

#### 4.3.1 Sverige

Svensk Energi har gett ut rapporterna AMP [40] och ASP [41] som innefattar riktlinjer för producenter att ansluta sig till kraftnätet och baseras på de lagar och föreskrifter som finns i Sverige. I dessa riktlinjer rekommenderas det att skydd mot oönskad ödrift används men däremot nämns frekvensderivataskydd bara som en möjlighet och ingen rekommendation. I Svenska kraftnäts föreskrift [3] saknas speciella krav på skydd mot oönskad ödrift men däremot ställs det krav från de olika nätbolagen ifall skyddsfunktionen ska finnas och vilka inställningsvärden som gäller. Detta sammanfattas för några nätbolag i tabell 4.2.

**Tabell 4.2.** Tekniska riktlinjer för inställningar av frekvensderivataskydd

Nätbolag	Frekvensderivata [Hz/s]	Tidsfördröjning [s]
Vattenfall Eldistribution [42]	0,6	0,8
Fortum Eldistribution [43]	>0,3*	0,5
E.ON Elnät [44] [45]	×	×
Skellefteå Kraft Elnät [46]	(rättar sig efter AMP och ASP)	
PiteEnergi [47]	(rättar sig efter AMP, ASP och Vattenfalls krav)	
Bodens Energi Nät [48]	(inga speciella krav)	
Luleå Energi Elnät [49]	(rättar sig efter AMP och ASP)	
Umeå Energi Elnät [50]	0,5 <sup>†</sup>	0,5 <sup>†</sup>
Jämtkraft Elnät [51]	>0,5	0,5
Härjeåns Nät [52] [53]	(rättar sig efter AMP och ASP)	
Malungs Elnät [54]	(rättar sig efter Fortums krav)	
Dala Energi Elnät [55]	(rättar sig efter Fortums krav)	
Västerbergslagens Elnät [56]	(inga speciella krav)	
Falu Elnät [57]	(rättar sig efter AMP, ASP och Vattenfall)	
Gotlands Energi [58]	×	×
Göteborgs Energi Nät [59]	(inga speciella krav)	
Varberg Energi [60]	(inga speciella krav)	

× avråder från användandet av frekvensderivataskydd som skydd mot ödrift

\* de tekniska riktlinjerna är under revision [61] och ett nytt värde på 0,5 Hz/s kommer istället anges

† inga formella krav men rekommendation

Det ska tilläggas att det i en rapport från Elforsk [30] rekommenderas inställningar av frekvensderivataskydd till  $\geq 0,5$  Hz/s och tidsfördröjning på 0,5 s. Dock är dessa rekommendationer ett resultat av flera års revisioner och en förändring har skett över åren. Uppda-

tering av skyddsinställningarna har i och med detta i vissa fall uteblivit. Detta innebär att vissa skydd som idag används fortfarande har för känsliga inställningsvärden.

### 4.3.2 Danmark

Danmarks TSO Energinet ställer i sina nätanslutningskrav [62], som baserar sig på den europeiska standarden EN50438 (avsnitt 4.2.2-4.2.4 annex A) [63], inga krav på att frekvensderivataskydd används i vindkraftverk över 2,5 MW. Däremot krävs att ett inställningsvärde på  $\geq 2,5$  Hz/s och 0,2 s tidsfördröjning för vindkraftverk under 2,5 MW i de fall där funktionen finns tillgänglig. Att använda fasskiftsreläer är förbjudet.

### 4.3.3 Finland

Den finländska systemoperatören Fingrid ställer inga krav på skydd mot ödrift i sina nätanslutningskrav [64] men däremot nämns det att produktionsbolag som ansluter sig till elnätet ska redovisa en beskrivning av potentiella ödriftsscenario. I en nätverksrekommendation utgiven av Finsk Energiindustri [65], som kan ses som den finska motsvarigheten till Svensk Energi, rekommenderas det dock att frekvensderivataskydd används i de fall där det finns en uppenbar risk för ödrift men att de annars inte är nödvändiga. Ett rekommenderat inställningsvärde på 0,15 s i tidsfördröjning anges men ett värde på frekvensderivata saknas. Med hänvisning till Danmarks bestämmelser avråds det att använda fasskift som skydd mot ödrift.

### 4.3.4 Norge

På grund av brist på tillgång till de tekniska riktlinjerna i Norge [66] har ingen granskning av dessa gjorts. Dock nämns det i [67] att de tekniska riktlinjerna följer IEEE-standard 1547 [19] där ett krav på att en ödrift kopplas bort inom två sekunder anges.

### 4.3.5 Storbritannien och Irland

Organisation ENA underhåller de tekniska riktlinjerna för transmissions- och distributionsbolagen i Storbritannien och Nordirland. D-Code [68] är en motsvarighet till de tekniska riktlinjerna AMP och ASP och baserar sig på de tekniska rekommendationerna ER G83/2 [69] och ER G59/2 [20]. I dessa rekommenderas det att antingen frekvensderivataskydd eller fasskiftsreläer används som skydd mot ödrift. Inställningsvärden som anges är mellan 0,125 Hz/s och 0,250 Hz/s beroende på spänningsnivå och nätets impedanskaraktär. Det har dock rapporterats att med den planerade utbyggnaden av förnybar energiproduktion till år 2020 kan det största tänkbara produktionsbortfallet resultera i en frekvensderivata på 1-2 Hz/s och en justering av nätanslutningskraven förväntas därför ske under 2014. Tillsvidare föreslås att utrustning bör testas för att klara 1-2 Hz/s [70].

I nätanslutningskraven från SoNi (systemoperatör för Nordirland) existerar för närvarande inga krav på frekvensderivataskydd [71]. Det saknas även specifikationer för vad produktionsanläggningar ska klara av för storleksordningar på frekvensderivata. Däremot kräver ESB Networks, som kan ses som Irlands motsvarighet till Vattenfall Eldistribution, att vindkraftverk ska klara av frekvensförändringar på upp till 0,5 Hz/s, i sina nätanslutningskrav [72]. En inställning på 0,55 Hz/s och en tidsfördröjning på  $< 0,5$  s specificeras vid användande av frekvensderivataskydd.

Systemoperatören Eirgrid (Republiken Irland) saknar också speciella krav på frekvensderivataskydd i sina nätanslutningskrav [73]. Dock nämns att systemoperatören kan i vissa

#### 4.4. FABRIKAT OCH MODELLER

fall kräva skydd mot ödrift i form av frekvensderivataskydd. Produktionsenheter ska klara av frekvensförändringar på 0,5 Hz/s.

SoNi har tillsammans med Eirgrid genomfört studien [38] där det framgått att vid 50 % produktion från källor utan svängmassa (vindkraft och HVDC-import) kan frekvensderivatan på Irland stiga över 0,5 Hz/s och upp till 1 Hz/s. Vidare har det i [74] visats att ännu större derivator på över 2 Hz/s kan uppstå. Detta har motiverat ändringar i nätanslutningskraven [75] som säger att produktionsanläggningar och apparater ska klara av frekvensförändringar på 1 Hz/s i 0,5 s. Dock nämns fortfarande inga krav på frekvensderivataskydd eller rekommenderade inställningar för dessa. Det påpekas vidare att större frekvensderivator på upp till 2 Hz/s och ännu större kan förekomma lokalt vid spänningsdippar och att detta måste tas hänsyn till. Med andra ord ställs det olika krav beroende på frekvensderivatans storlek i den specifika delen i nätet.

Det finns även ett förslag på förändringar i Eirgrids nätanslutningskrav [76], [77] som ännu ej trätt i kraft. Där anges samma förändringar som för SoNi.

##### 4.3.6 Europa

ENTSO-E ställer inga specifika krav på användande av frekvensderivataskydd. Detta krav och även kravet på vilken frekvensderivata generatorenheter ska klara av utan bortkoppling överlämnas att bestämmas av respektive systemoperatör [78]. Specifikationen för vilken frekvensderivata som enheter ska kunna motstå diskuteras dock i detalj. Det nämns att varje situation måste analyseras med hänsyn till frekvensvariationer i just det nätområdet. Både till hänsyn för dagens läge och även framtida scenarion där mer produktion utan svängmassa installeras. Om frekvensderivataskydd används måste dessa koordineras mot dessa krav.

#### 4.4 Fabrikat och modeller

Det finns många reläskydd som innehåller en skyddsmodul för frekvensderivata. Frekvensderivatan kan ge indikationer på systemets status även om det inte direkt är till för att upptäcka ödrift. Frekvensderivataskydd ingår oftast tillsammans med över- och underfrekvensskydd i skyddsmodulen frekvensskydd. Tillsammans kan dessa tre funktioner aktiveras i olika konfigurationer för att uppnå den funktion som önskas.

För samtliga skydd som beskrivs i följande avsnitt sammanfattas de gemensamma inställningsmöjligheterna i tabell 4.3.

Tabell 4.3. Översikt på frekvensderivataskydd för olika fabrikat och modeller

Fabrikat		ABB	Schneider-Electric			Siemens	
Modell		REF 615/620 [79]	VAMP 230/255 [80]	MiCOM P132 [81]	Sepam S84 [82]	SIPROTEC 4 7SJ62 [83]	
Frekvensderivata	Område [Hz/s]	$\pm(0-10)$	$\pm(0,2-10)$	$\pm(0,1-10)$	$\pm(0,1-10)$	$\pm(0,1-20)$	
	Beräkningsteknik	DFT	DFT	NGD	DFT	-	
	Fabriksinställning [Hz/s]	0,5	5	-	-	-	
	Steg [Hz/s]	0,25	0,1	0,1	-	0,01	
	Felmarginal	[ $\pm$ Hz/s]	0,1*	0,1	0,1	0,1	0,05
[ $\pm$ %]		2	10	-	5	5	
Tidsfördröjning	Område [s]	0,120-200	0,140-10	0-10 <sup>†</sup>	0,15-300	0,2-3600	
	Fabriksinställning [Hz/s]	0,4	0,5	-	-	-	
	Felmarginal	[ $\pm$ ms]	30	35	$\pm 1\%$	10	10
		[ $\pm$ %]	1	-	+40 ms	2	1
Underspänningsblockering		IED-signal	0,1-1 p.u.	Extern signal	0,5 p.u.	10-150 V <sup>‡</sup>	
Spänningsmätning	fas - neutral	✓	-	✓	✓	-	
	fas - fas	✓	-	✓	✓	-	
Plusföljdsfunktion		✓	-	×	✓	-	
Tidsfördröjning för återgång [s]		0-60	ja	0	>0,1	0	

\* gäller upp  $|df/dt| < 5$  Hz/s

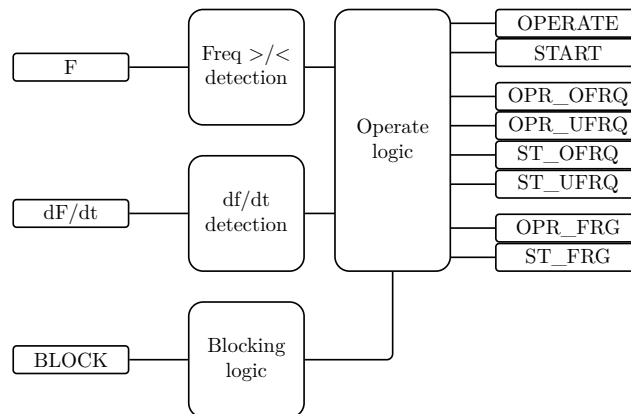
† ingen specifik kortaste detekteringstid anges och därför är kortast möjliga tidsinställning specificerad till 0 s

‡ nominell kanalspänning anges till 100-220 V

#### 4.4.1 ABB REF 615/620

ABB REF 615 och 620 är ledningsskydd som produceras under ABBs produktnamn Relion [79]. Båda dessa skydd produceras och finns tillgängliga på marknaden idag. Skydden beräknar frekvensen från spänningens plusföljdskomponent för att få en säkrare detektering. Frekvensderivata ingår i samma skyddsmodul som över och underfrekvensskydd. Figur 4.1 visar ett blockdiagram för modulen. Blocksigenal kan väljas från valfri intern signal i skyddet. På detta vis kan en underspänningsspärr erhållas.

#### 4.4. FABRIKAT OCH MODELLER



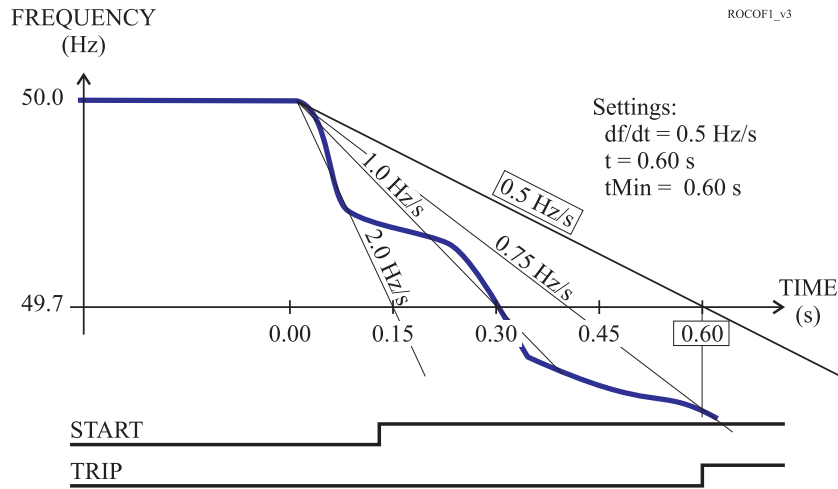
Figur 4.1. Blockschema för frekvensskydd, ABB REF615/620 [79].

#### 4.4.2 Schneider–Electric VAMP 230/255

VAMP 230 och VAMP 255 är ledningsskydd som kan inkluderas med en modul för frekvensderivata. Viktigt vid beräkning av frekvens är att antalet mätpunkter per period hålls konstant. Detta görs genom att mata in en referenssignal till skyddet. Är inte det möjligt att tillgå en referenssignal måste frekvensen parametreras i skyddet [80].

I VAMP är skyddsmodul för frekvensderivata inte inkluderad i samma modul som över- och underfrekvensskydd. Skyddsmodulen kan antingen använda konstant tidsfördröjning eller inverterad tidsfördröjning. Funktionstiden för frekvensderivataskyddet är ungefär 140 ms vilket också är kortast möjliga tidsfördröjning. VAMP beräknar absolutbeloppet av frekvensderivatan.

För konstant tidsfördröjning kommer inte skyddet skicka utlösningssignal innan absolutbeloppet på frekvensgradienten har överstigit gränsvärdet vid slutet av tidsfördröjningen. Observera att skyddet är oberoende av beloppet på den uppmätta derivatan under tidsfördröjningen. Vid slutet av tidsfördröjningen i figur 4.2 uppgår medelderivatan till 0,75 Hz/s, vilket överstiger gränsvärdet och utlösningssignal skickas till brytare.



Figur 4.2. VAMP 230/255 frekvensderivataskydd med konstant tidsfördröjning [80].

Skyddet kan också arbeta med inverterad tidsfördröjning för att lösa ut snabbare om en större derivata detekteras under tidsfördröjningen  $t_{SET}$ . Till denna funktion finns det ytterligare en parameter som måste ställas in,  $t_{MIN}$ .  $t_{MIN}$  anger skyddets snabbast möjliga utlösningstid. Denna inställning kan ställas in på ett sätt att skyddet inte löser ut för snabbt för en extremt stor frekvensderivata. Utlösningstiden  $t_{TRIP}$  beräknas i ekvation (4.3) där  $(df/dt)_{SET}$  är inställt gränsvärde för frekvensderivata,  $t_{SET}$  inställd tidsfördröjning och  $|df/dt|$  beloppet av den beräknade frekvensderivatan.

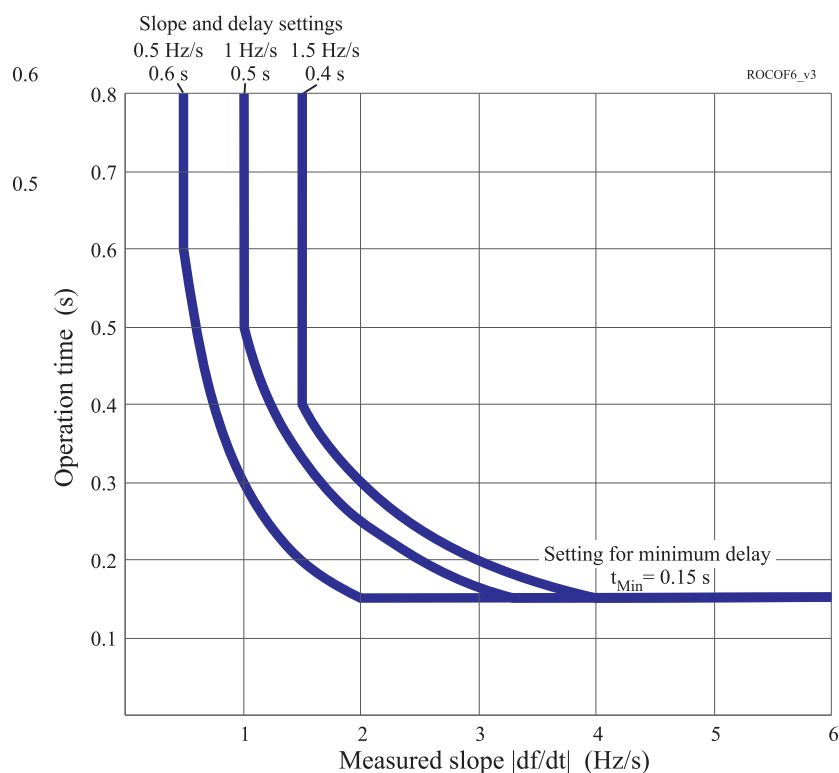
$$t_{TRIP} = \frac{(df/dt)_{SET} \cdot t_{SET}}{|df/dt|} \quad [\text{s}] \quad (4.3)$$

Utlösningstiden begränsas dock alltid av den minimala tidsfördröjningen  $t_{MIN}$ . Figur 4.3 visar att utlösningstiden blir kortare för samma förlopp då skyddet har inverterad tidsfördröjning. Används inställningarna från figur 4.3 i ekvation (4.4) fås följande.

$$t_{TRIP} = \frac{0,5 \cdot 0,6}{|df/dt|} = \frac{0,3}{1} = 0,3 \text{ s} \quad (4.4)$$

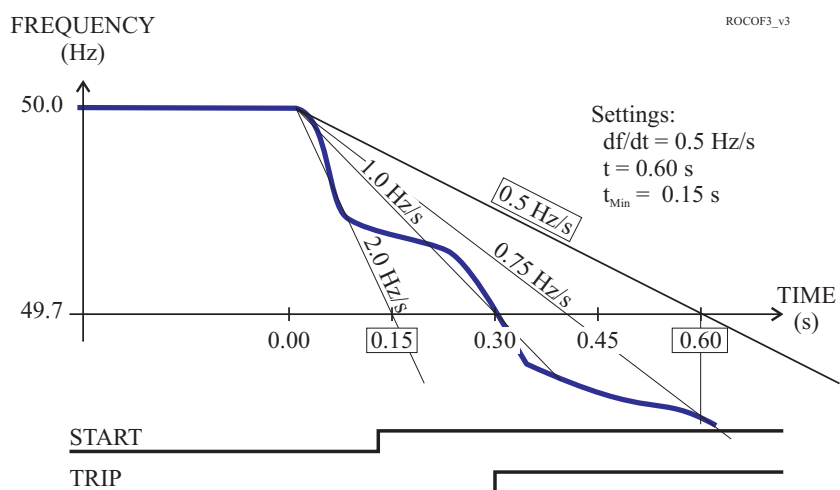
På grund av att derivatan (1 Hz/s) är större än inställningsvärdet (0,5 Hz/s) kommer skyddet lösa ut tidigare än vid konstant tidsfördröjning, se figur 4.3.

#### 4.4. FABRIKAT OCH MODELLER



Figur 4.3. VAMP 230/255 frekvensderivataskydd med inverterad tidsfördröjning [80].

Exempel för utlösningstiden vid inverterad tidsfördröjning av tre olika inställningar visas i figur 4.4.



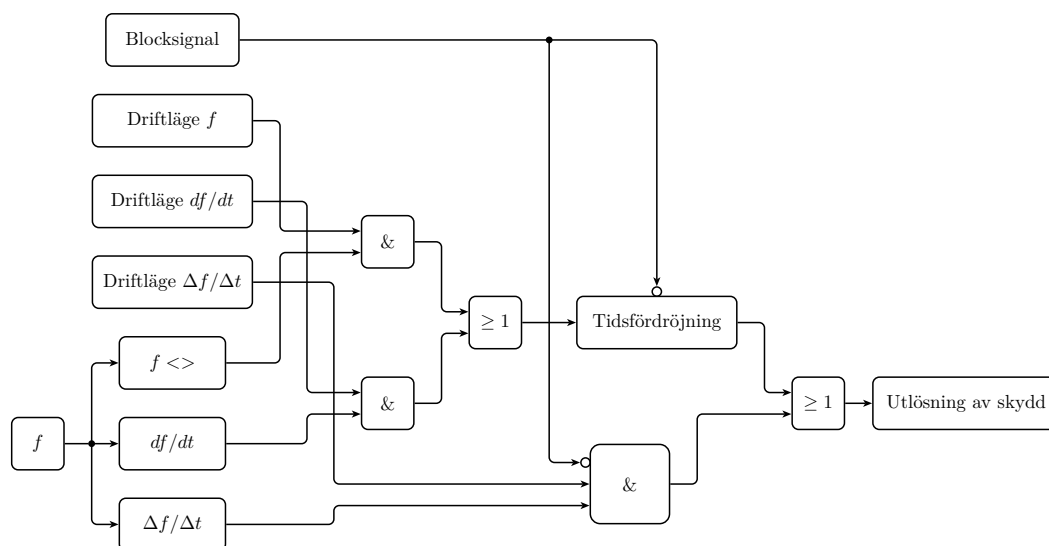
Figur 4.4. Utlösningstider för tre olika inställningar med inverterad tidsfördröjning [80].

### 4.4.3 Schneider–Electric MiCOM P132

MiCOM är en serie reläskydd som ursprungligen producerades av Areva, men efter utförsäljning av distributionsverksamheten till Schneider och transmissionsverksamheten till Alstom produceras skydden nu av respektive företag [84].

MiCOM P132 baserar frekvensberäkningen på att mäta tidsskillnader mellan nollgenomgångarna för spänningen [81]. Skyddet kan vara inställt att beräkna derivatan kontinuerligt ( $df/dt$ ) eller använda medelvärdesbildning ( $\Delta f/\Delta t$ ). Både  $df/dt$  och  $\Delta f/\Delta t$ -funktionerna kan endast aktiveras tillsammans med gränser för över och underfrekvens. När frekvensen överstiger gränsen för överfrekvens kommer skyddet endast att lösa ut för positiv frekvensderivata. När frekvensen sjunker under gränsen för underfrekvens kommer skyddet endast att lösa ut för negativ frekvensderivata.

Är skyddet inställt på  $df/dt$  kommer det att fungera på samma sätt som ABB REF615/620, bortsett från villkoren för frekvensgränser. MiCOM P132 kan endast användas med konstant tidsfördröjning. Skyddet skickar då utlösningssignal när derivatan överstiger inställningen under hela fördröjningen. Ett blockschema av skyddsmodulens samtliga funktioner visas i 4.5.



Figur 4.5. Förenklat blockschema för MiCOM P132, baserat på figur 3-235 i [81].

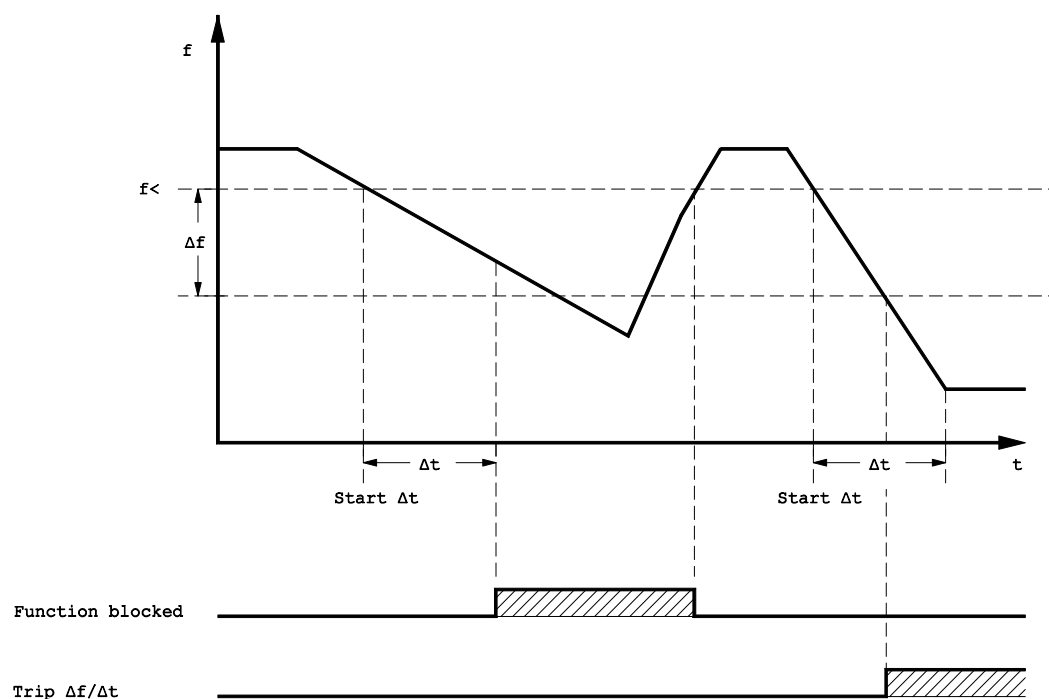
Är skyddet istället inställt på att medelvärdesbilda derivatan kommer skyddet att skicka utlösningssignal om frekvensen sjunker med  $\Delta f$  under tiden  $\Delta t$ . Skulle frekvensen sjunka  $\Delta f$  innan tiden  $\Delta t$  har gått kommer utlösningssignal att skickas direkt. Figur 4.6 visar ett exempel. Inställningsmöjligheter för medelvärdesbildning i MiCOM P132 listas nedan.

**Startvärde** -  $\Delta f$  anger hur mycket frekvensen får förändras under tidsfördröjningen  $\Delta t$ .  $\Delta f$  kan ställas mellan 0,01–5 Hz.

**Tidsfördröjning** -  $\Delta t$  väljs beroende på hur lång tid medelvärdesbildningen skall vara. Möjlig inställning är mellan 0,04s och 3s.



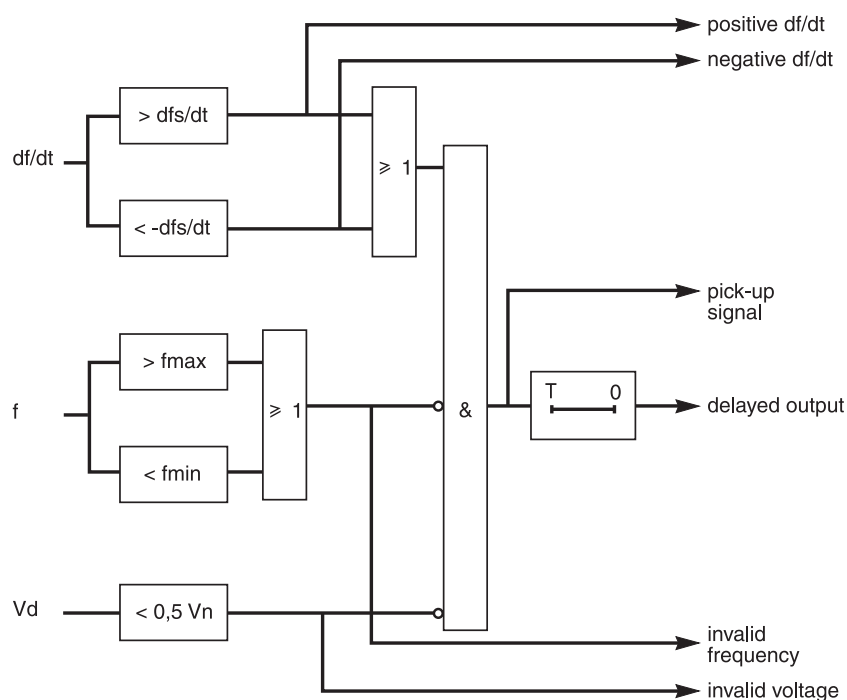
#### 4.4. FABRIKAT OCH MODELLER



Figur 4.6. MiCOM P132 - Exempel på hur  $\Delta f/\Delta t$  funktionen fungerar [81].

#### 4.4.4 Schneider–Electric Sepam S84

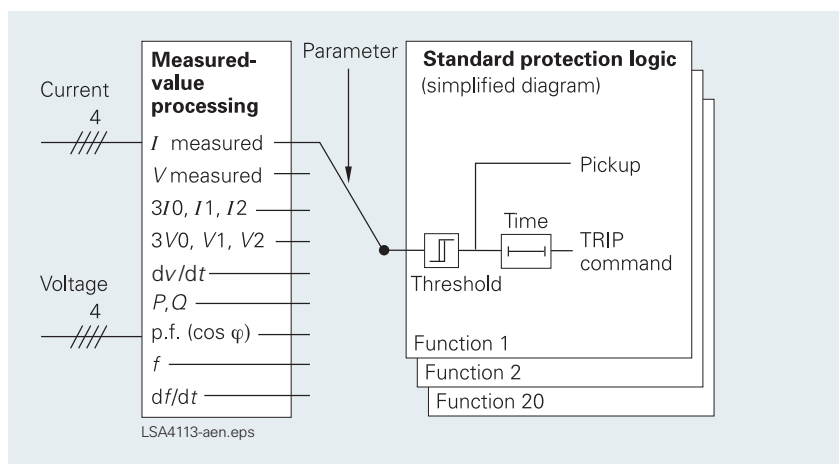
Sepam S84 är ett ledningsskydd som använder sig av fouriertransformation för att beräkna frekvens och frekvensderivata. Sepam kan beräkna transformationen av plusföljden för att minska påverkningen av högre frekvenskomponenter [25]. Sepam S84 använder konstant tidsfördröjning där skyddet löser ut då derivatan överstigit gränsvärdet under hela tidsfördröjningen. För att skyddet skall fungera måste plusföljdsspänningen överstiga 50 % av nominellt värde och att frekvensen ligger mellan 42,2 och 56,2 Hz för ett 50 Hz system. Blockdiagrammet visas i figur 4.7, [82].



Figur 4.7. Blockschema för Sepam S84 [82].

#### 4.4.5 Siemens SIPROTEC 4 7SJ62

Siemens har också ett frekvensderivataskydd med blockschema enligt figur 4.8.



Figur 4.8. Enkelt blockschema för 7SJ62 [83].

Väldefinierad beskrivning av möjliga typer av driftlägen samt information om hur mätningar och beräkningar går till har trots intensivt sökande visat sig vara svårt att finna.

## Kapitel 5

# Empirisk mätdataanalys

I det svenska kraftnätet finns det olika funktioner för att övervaka systemet samt lagra data för analys. Data från Phasor Measurement Units (PMU) och en frekvensstörningsdatabas har samlats in och analyserats. Detta för att studera frekvensderivatans storlek vid normala händelser i systemet, variationer samt beroende av effekt- och spänningsförändringar. Analysen kommer utgöra grunden för det lägsta värde frekvensderivataskyddet kan ställas in på. Storleken på frekvensderivatan beror på flera parametrar, svängmassa, effektförändring, mätobjektets placering i relation till händelsen i nätet samt om nödeffekt aktiverats. Analysen görs även för hur mät- och beräkningsalgoritmen för olika modeller av PMU påverkar. Känsligheten för variationer i spänningen har också jämförts mellan de olika PMU-enheterna.

Data i denna studie kommer endast från det synkrona nordiska kraftsystemet som innefattar Sverige, Norge, Finland samt östra Danmark. Inget ödriftsfall har funnits tillgängligt för analys.

### 5.1 Phasor Measurement Unit

En Phasor Measurement Unit är en mätenhet som är placerad i kraftnätet. PMUn skickar data på uppmätta och beräknade storheter till kontrollrummen för övervakning samt till databaser för lagring. Data lagras för att ge möjlighet till analys. PMU kan mäta och beräkna olika storheter beroende på modell och konfiguration. Bland dessa är frekvens, frekvensderivata, spänning, ström och fasvinklar. I likhet med skydd finns även PMU av många olika fabrikat och modeller. Svenska kraftnät har idag ett flertal PMU installerade, utspridda över hela landet. Enheterna synkroniserar och tidsstämplar uppmätt data med hjälp av GPS-klocka var 10:e eller 20:e millisekund beroende på hur enheten är konstruerad och/eller konfigurerad. Mätdata kan på det viset jämföras mellan olika enheter och positioner i nätet.

PMU-data är på grund av begränsad lagringskapacitet endast tillgänglig i ungefär två månader. I och med detta har endast data från slutet av december 2013 till början av maj 2014 använts i denna studie.

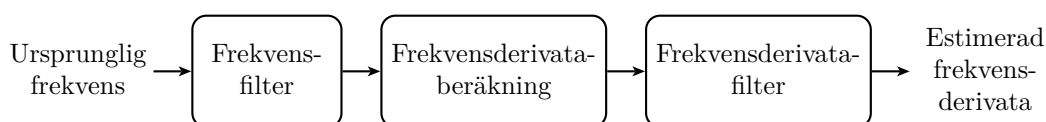
### 5.2 Störningsdatabas

När en frekvensstörning inträffar i nätet sparas en mätserie över frekvensen i en databas, ofta tillsammans med en kort beskrivning av orsaken till störningen. En frekvensstörning definieras i detta fall som när frekvensen sjunker under 49,85 Hz eller stiger över 50,15 Hz.

Även om dessa data sparas mycket lång tid tillbaka har endast data från 2012, 2013 och 2014 använts i studien. Anledningen till detta är att få en bättre bild hur frekvensderivatan uppför sig i dagens system, på grund av den ökade andelen vindkraft de senaste åren. Mätningen görs vid en central geografisk position i nätet och sparas sedan i en databas. Dataserierna i störningsdatabasen innehåller endast frekvens och har en samplingstid på 100 ms.

### 5.3 Frekvensderivataestimering

För att en noggrann analys av frekvensderivatan i systemet ska kunna genomföras måste signalstörningar filtreras från mätserierna. Signalstörningarna yttrar sig som brus och spikar överlagrat på den normala frekvensen. Algoritmen för att estimerade frekvensderivatan visas som ett blockschema i figur 5.1, där insignalen är ursprunglig frekvens från PMU respektive störningsdatabas.



Figur 5.1. Blockschema över hur frekvensderivatan estimeras.

Efter filtrering av frekvensen beräknas frekvensderivatan som sedan filtreras ytterligare en gång. När den estimerade frekvensderivatan erhållits ställs den i relation till produktionen vid den aktuella timmen för frekvensstörningen för att uppskatta den procentuella effektförändringen i systemet och därmed ta hänsyn till den aktuella svängmassan. Produktionsdata hämtades från Nord Pool Spot [85].

#### 5.3.1 Frekvensfiltrering

Frekvensdataserierna från både PMU och störningsdatabasen filtreras för att reducera brus och signalstörningar. I tabell 5.1 redovisas noggrannheten för de tre olika modeller av PMU som har använts i studien.

Tabell 5.1. Noggrannhet för PMU:er som använts i studien

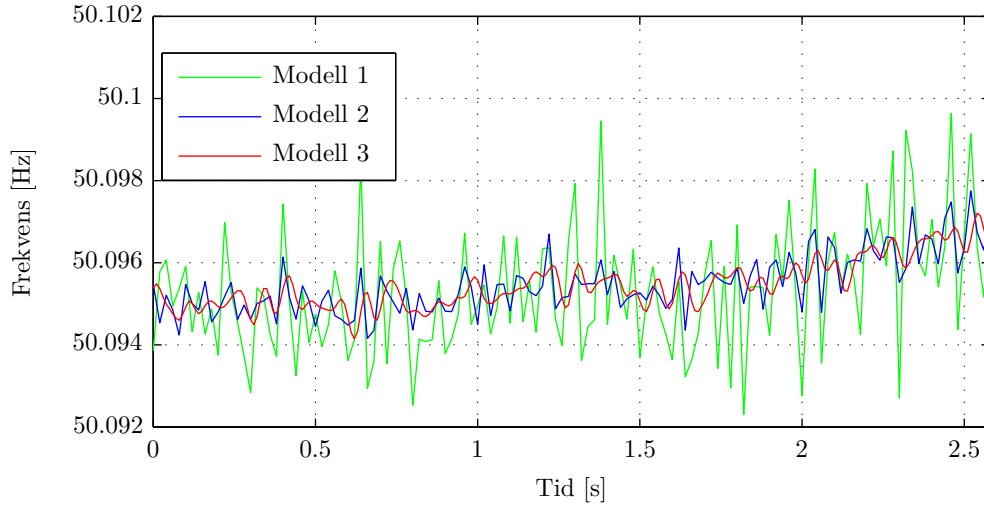
Modell	Antal PMU i studien*	Noggrannhet	
		Frekvens [Hz]	Frekvensderivata [Hz/s]
1	1	$\pm 0,005$	okänt
2	6	$\pm 0,005$	okänt
3	3	$\pm 0,002$	$\pm 0,01$

\* under vissa tillfällen var inte mätdata tillgänglig från alla PMU

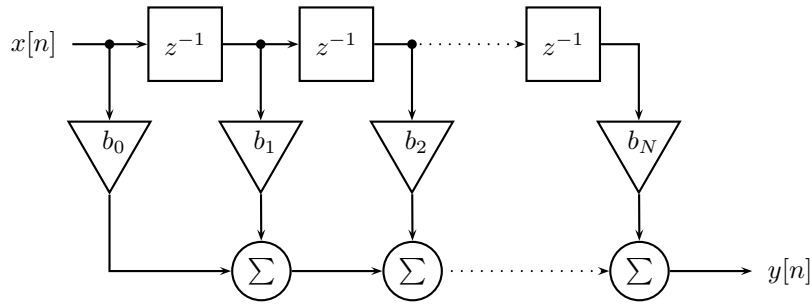
Skillnaden i amplitud på signalstörningarna mellan olika PMU-modeller kan ses i figur 5.2.

Filtrering genomförs med hjälp av ett digitalt filter kallat Finite Impulse Response (FIR), figur 5.3. Beräkningsoperationen som utförs benämns även glidande medelvärde.

### 5.3. FREKVENSDERIVATAESTIMERING



**Figur 5.2.** Jämförelse av signalbrus mellan olika PMU-modeller.



**Figur 5.3.** Digitalt Finite Impulse Response filter.

Överföringsfunktionen för filtret kan i  $z$ -transform beskrivas enligt ekvation (5.1) och (5.2).

$$\mathbf{Y}(z) = (b_0 + b_1 z^{-1} + \dots + b_N z^{-N}) \mathbf{X}(z) \quad (5.1)$$

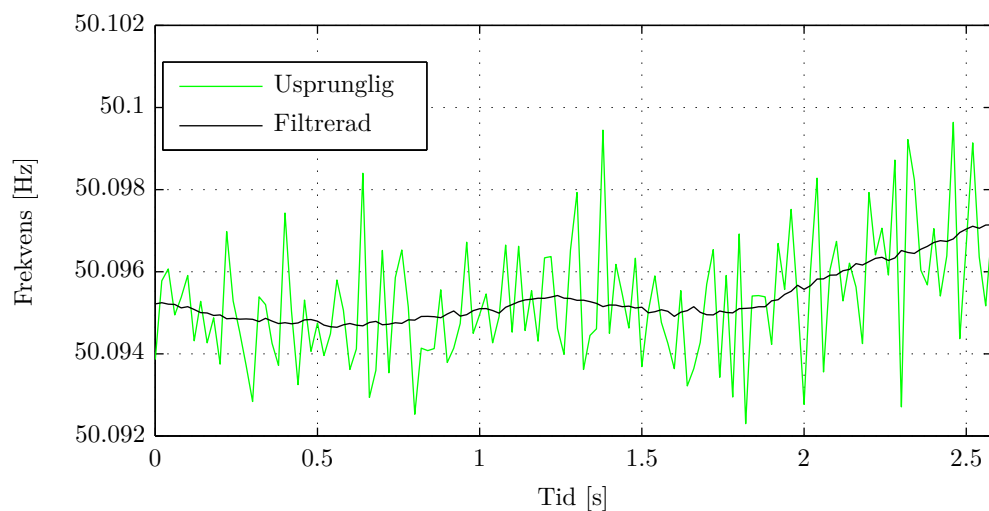
där

$$b_0 = b_1 = \dots = b_N = \frac{1}{N} \quad (5.2)$$

Filterkonstanten  $N$  valdes till 31 för frekvenssignal från PMU och 11 för frekvenssignal från störningsdatabasen på grund av skillnaden i samplingstid. Dessa värden på konstanten har visat sig reducera störningarna utan att vanställa frekvensens trend. Den filtrerade frekvensserien förskjuts sedan  $(N + 1)/2$  sampel för att få ett medelvärde som är baserat på mätpunkter före och efter utvärderingspunkten enligt ekvation (5.3).

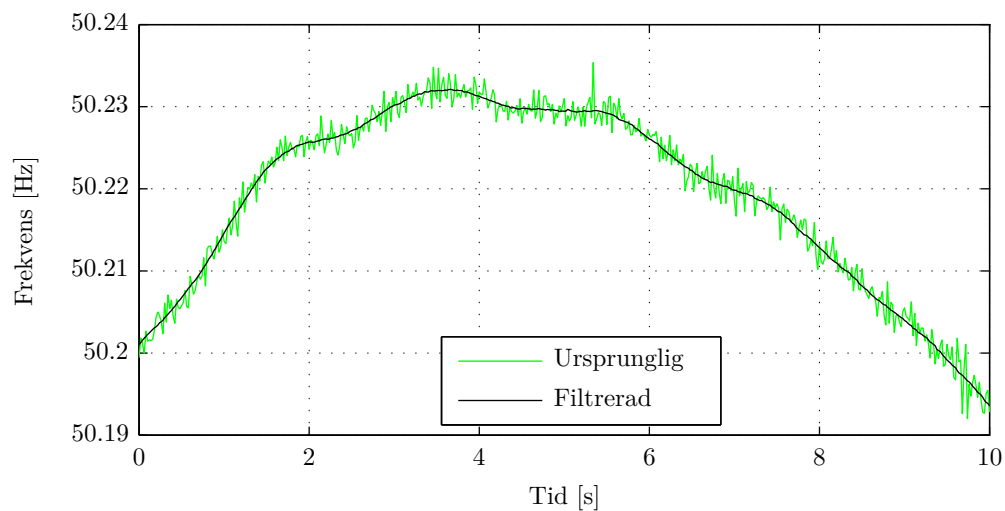
$$\hat{\mathbf{Y}}(z) = z^{-(N+1)/2} \mathbf{Y}(z) \quad (5.3)$$

I figur 5.4 åskådliggörs skillnaden mellan ursprunglig och filtrerad mätserie för mätdata från en PMU.



**Figur 5.4.** Ursprunglig och filtrerad frekvens för PMU.

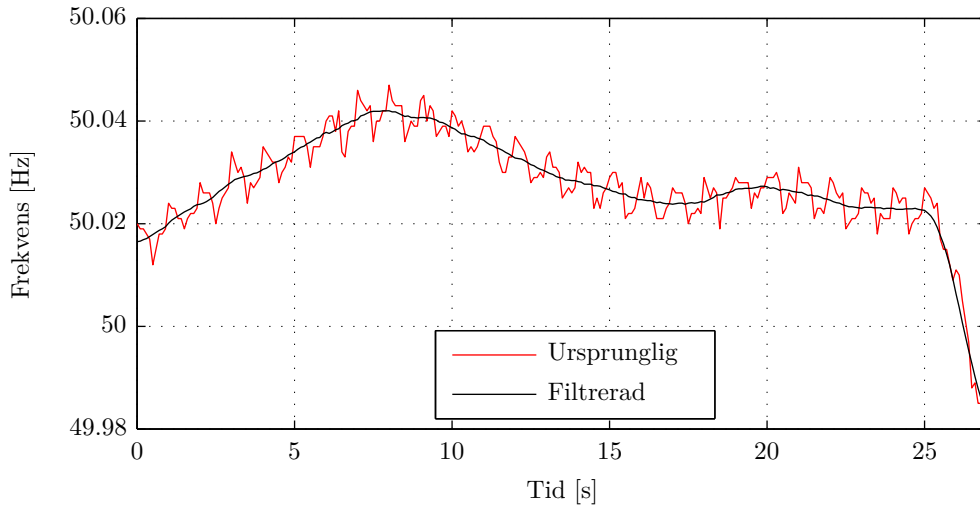
Figur 5.5 visar i ett längre tidsperspektiv att den filtrerade frekvensen fortfarande följer den ursprungliga frekvensserien men med reducerad brusnivå.



**Figur 5.5.** Ursprunglig och filtrerade frekvens för PMU under ett längre tidsperspektiv.

Figur 5.6 visar istället skillnaden mellan störningsdatabasens ursprungliga och filtrerade frekvens.

### 5.3. FREKVENSDERIVATAESTIMERING



Figur 5.6. Ursprunglig frekvens från databas och filtrerad frekvens.

#### 5.3.2 Beräkning och filtrering av frekvensderivata

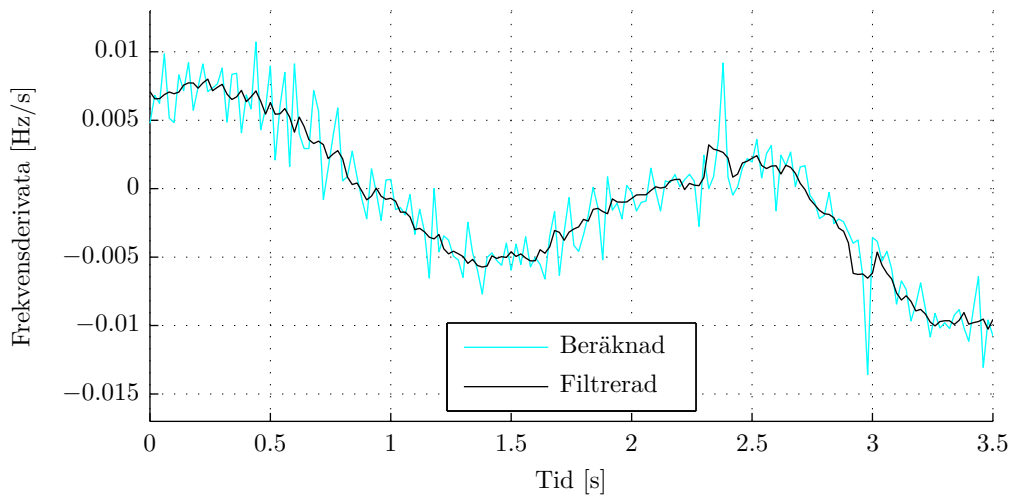
Frekvensderivatan beräknas genom att frekvensförändringen mellan två sampelpunkter divideras med tidsskillnaden, ekvation (5.4).

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_1 = \frac{f_2 - f_1}{t_2 - t_1} \quad [\text{Hz/s}] \quad (5.4)$$

där  $f_2$  och  $t_2$  är frekvens och tid för den senare samplingspunkten och  $f_1$  och  $t_1$  är frekvens och tid för den tidigare samplingspunkten.

För att ytterligare filtrera bort brus och större spikar kommer frekvensderivatan i sin tur filtreras på samma sätt som frekvens. Filterkonstanten för FIR-filtret som används till frekvensderivataserien har bestämts till  $N = 5$  för både PMU och störningsdatabas. Även detta filterblock innehåller en tidsförskjutning enligt ekvation 5.3. I figur 5.7 visas både den beräknade frekvensderivatan och den beräknade samt filtrerade frekvensderivatan baserad på behandlad mätdata från PMU enligt figur 5.1.

Från och med detta avsnitt avses den filtrerade frekvensen, det vill säga frekvensen efter första blocket i figur 5.1, när estimerad frekvens nämns. Likaså avses den beräknade och filtrerade frekvensderivatan, efter tredje blocket i figur 5.1, när estimerad frekvensderivata nämns. Obehandlad frekvens eller frekvensderivata avser obehandlad mätdata uppmätt av PMU.



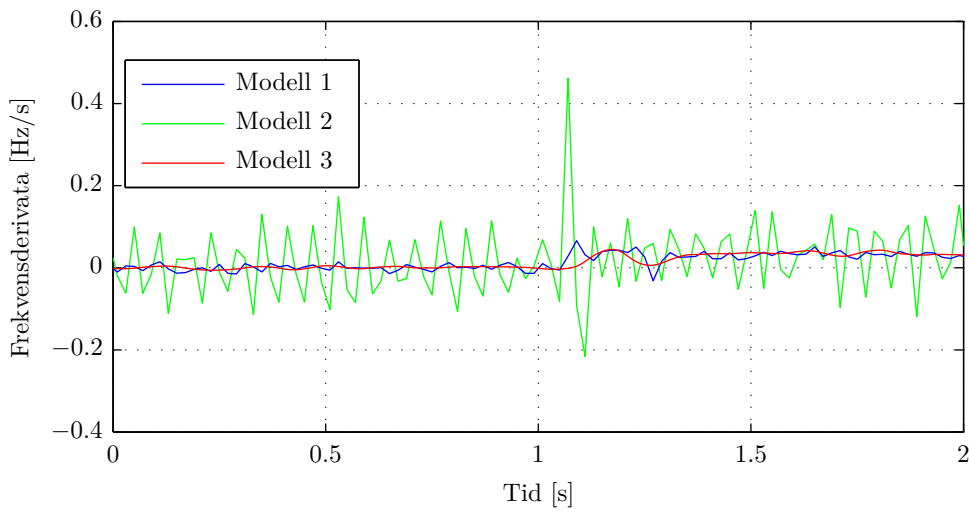
Figur 5.7. Jämförelse mellan beräknad och filtrerad frekvensderivata.

#### 5.4 Skillnader mellan PMU-modeller

Från de tre modeller av PMU som använts i studien kan tydliga skillnader i både frekvens och frekvensderivata urskiljas. PMU-modell 3 är den nyaste av de tre modellerna och har också lägst felmarginal i frekvensberäkningen, se tabell 5.1. Hur modellernas mätning och beräkning skiljer sig kan belysas genom ett verkligt exempel när HVDC-länken Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland kopplades bort. Vid denna tidpunkt exporterade Sverige 500 MW. Den totala produktionen i det synkrona systemet uppgick till 51,178 GWh/h. Den relativa effektförändringen blir därmed 0,98%. Resultatet blir att frekvensen ökar och därmed också frekvensderivatan. Detta åskådliggörs i figur 5.8 där obehandlad frekvensderivata från de tre olika modellerna visas. De tre enheterna är utvalda utifrån deras geografiska belägenhet nära varandra. Detta görs för att minska effekten av att spänningen och frekvensen varierar för olika positioner i nätet. Skillnad i spänningen mellan olika positioner kan resultera i orättvisa resultat, beskrivet i avsnitt 5.5. Utvalda enheter för PMU-modell 2 och 3 är placerade i mellersta Norrland. PMU-modell 1 har endast en enhet som ingår i studien och är placerad i östra Svealand.

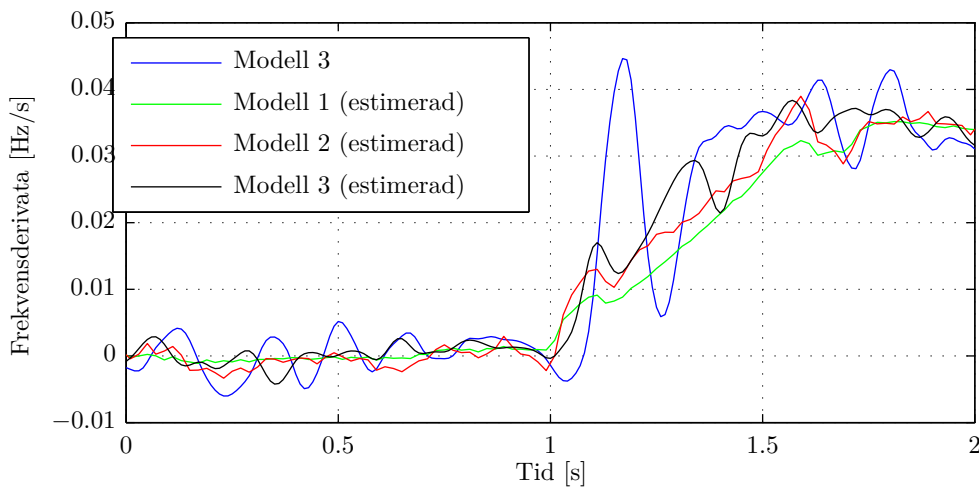


#### 5.4. SKILLNADER MELLAN PMU-MODELLER



**Figur 5.8.** Frekvensderivata från tre olika PMU-modeller vid en effektförändring i systemet med 0,98 %.

Tydligt kan ses att PMU-modell 2 detekterar en större derivata jämfört med två övriga modellerna, ungefär 10 gånger större. Det syns även att PMU-modell 3 är den modell som har lägst signalbrus i frekvensderivatan. I figur 5.9 visas för samma händelse den estimerade frekvensderivatan för de tre olika modellerna samt den obehandlade frekvensderivatan för PMU-modell 3. Som kan ses i figuren uppgår den estimerade frekvensderivatan i systemet till ungefär 0,04 Hz/s.



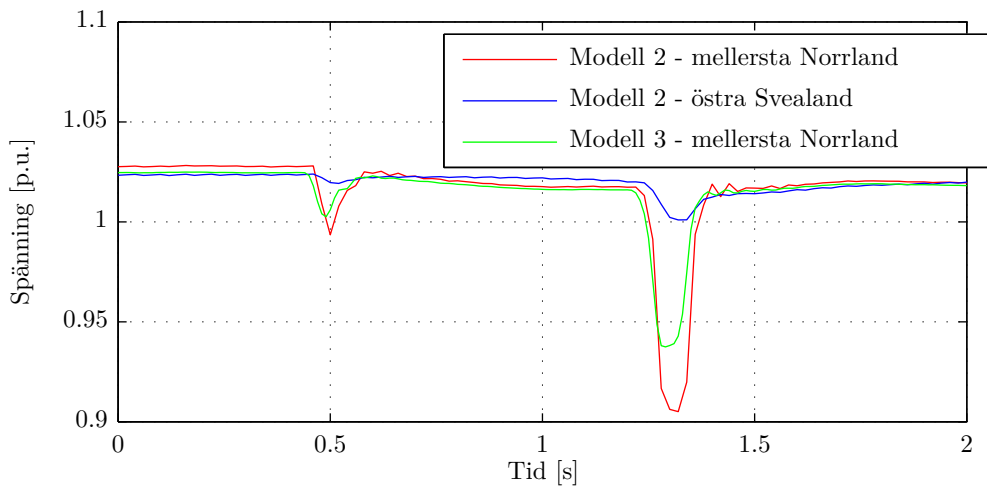
**Figur 5.9.** Frekvensderivata från PMU-modell 3 samt estimerade frekvensderivator vid en effektförändring i systemet med 0,98 %.

## 5.5 Frekvensspikar vid snabba spänningsförändringar

Både skydd och PMU beräknar frekvensen från uppmätt spänning. Beroende på algoritmen för frekvensberäkningen kan enheten vara känslig för snabba variationer i spänningen. Både fas och amplitudförändringar kan ge upphov till att enheterna uppfattar förändringen som en falsk frekvensspik. Den snabba förändringen i frekvens kommer i sin tur att resultera i en mycket stor frekvensderivata.

Positionen för mätenheten i nätet kommer att ha stor inverkan på de falska frekvensspikarna då spänningen kan variera mer lokalt beroende på fel och kopplingar i nätet. I denna del av analysen används endast PMU-modell 2 och 3. De PMU som använts i avsnitt 5.4 för mellersta Norrland används fortsatt i detta avsnitt. Dock har PMU-modell 1 från avsnitt 5.4 bytts ut mot en PMU-modell 2 i samma område. Detta för att kunna jämföra resultatet från två PMU av samma modell vid två olika positioner.

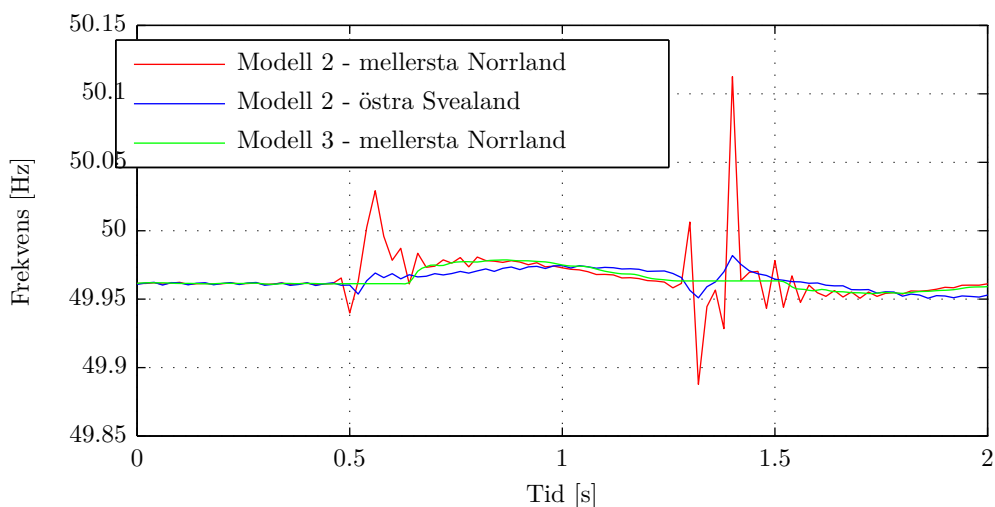
I figur 5.10 visas spänningen i mellersta Norrland och i östra Svealand när en 400 kV ledning i västra Sverige kopplades bort på grund av ett fel.



**Figur 5.10.** Spänningar uppmätta av PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel.

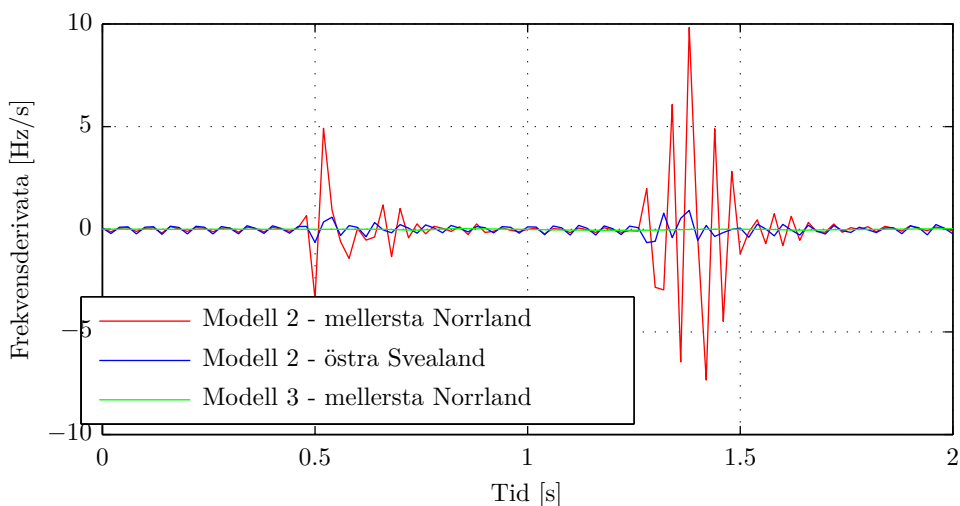
Som kan ses i figuren sjunker spänningen mer i de norra delarna jämfört med i öster. Trots att bortkopplingen av ledningen inte orsakar några större frekvensändringar ses tydligt spikar då spänningen förändras som snabbast, se figur 5.11.

## 5.5. FREKVENSSPIKAR VID SNABBA SPÄNNINGSFÖRÄNDRINGAR



**Figur 5.11.** Frekvens från PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel.

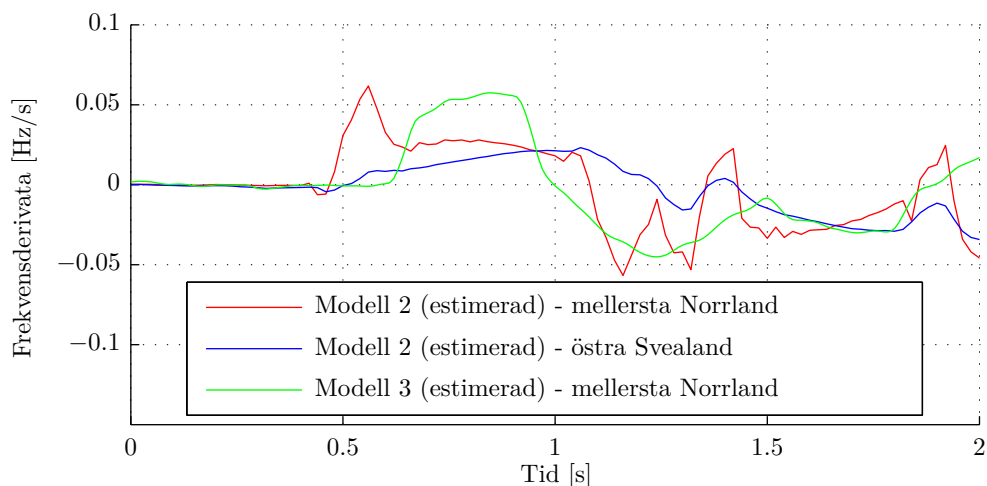
Enligt modell 2 förändras frekvensen över 0,15 Hz på 20 ms. Modell 3 detekterar istället inte några frekvensspikar alls under detta förlopp, även om spänningen som mäts också förändras snabbt. Modell 2 i östra Svealand detekterar mindre frekvensspikar på grund av att spänningen inte förändras lika mycket som i mellersta Norrland. Frekvensspikarna resulterar i frekvensderivator som överstiger de normala nivåerna, se figur 5.12.



**Figur 5.12.** Frekvensderivata från PMU vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel.

Den största frekvensderivatan för modell 2 uppgår till 10 Hz/s. Modell 3 i den närbelägna positionen mäter endast upp en största derivata till ungefär 0,05 Hz/s. I östra Svealand mäter modell 2 en största derivata till ungefär 0,92 Hz/s. PMU-modell 2 beräknar dock en frekvensderivata större än 3 Hz/s under ungefär 50 ms. Efter denna tid kommer frekvensderivatan att byta riktning och nå liknande negativa magnituder, därav det oscillerande

beteendet i figur 5.12. I figur 5.13 visas istället den estimerade frekvensderivatan i olika delar av landet. Det kan avläsas att derivatan har ett betydligt mindre maximalt värde samtidigt som den inte oscillerar på samma sätt som obehandlad data från modell 2.



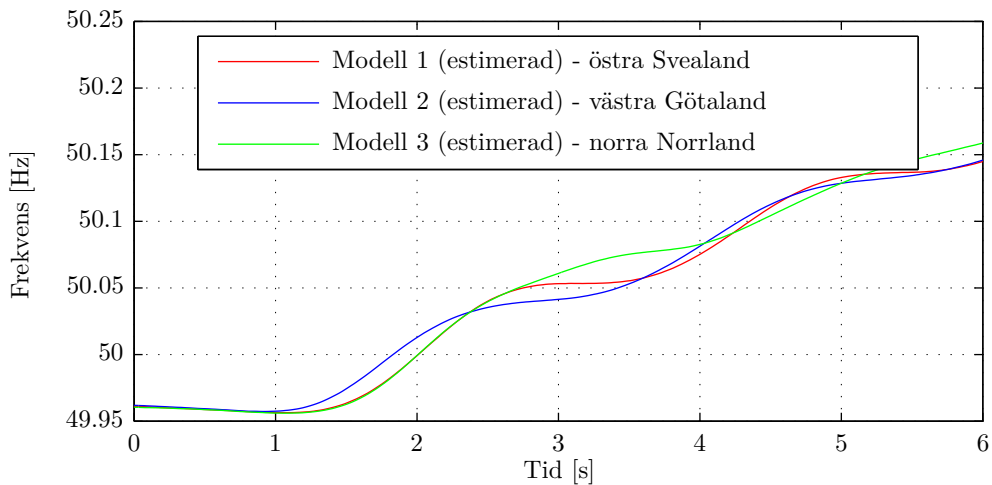
**Figur 5.13.** Estimerad frekvensderivata vid bortkoppling av en 400 kV ledning i västra Sverige efter ett fel.

## 5.6 Nätpositionens inverkan på frekvensderivatan

Bortsett från inverkan av spänningskänsligheten och enhetens felmarginal i mät- och beräkningsalgoritmen, kommer derivatan skilja sig för olika positioner i nätet. Vid en effektförändring i systemet kan generatorer på olika platser i nätet oaktat oscillera mot varandra och då kan olikheter i frekvens uppstå under det transienta förloppet.

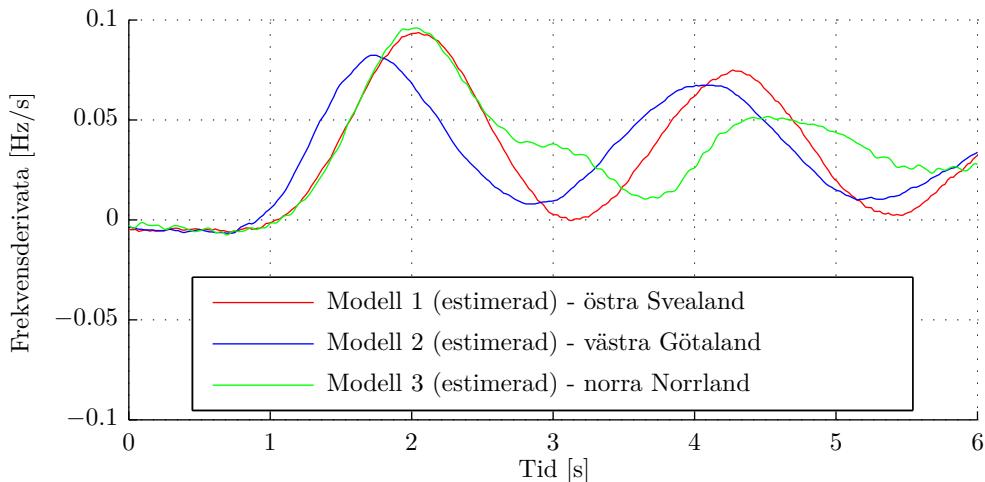
Figur 5.14 visar den estimerade frekvensen vid tre olika positioner i nätet direkt efter att en HVDC-länk i södra Norge kopplats bort. Länken heter NorNed och är ansluten mellan Norge och Nederländerna. Vid utlösningstillfället exporterade Norge 700 MW, vilket motsvarar en relativ effektförändring med ungefär 1,28 % av produktionen i synkrona systemet.

## 5.7. EFFEKTBORTFALLETS INVERKAN PÅ FREKVENSDERIVATAN



Figur 5.14. Estimerad frekvens enligt 5.3 vid effektförändring i systemet med ungefär 1,28 %.

Tydligt är att frekvensen skiljer sig mellan de norra, östra och västra delarna av Sverige. Då frekvensen kan skilja sig momentant i olika punkter i nätet faller det sig naturligt att frekvensderivatan också skiljer sig. Estimerad frekvensderivata visas i figur 5.15 och det noteras att den skiljer sig något mellan de olika delarna i landet.



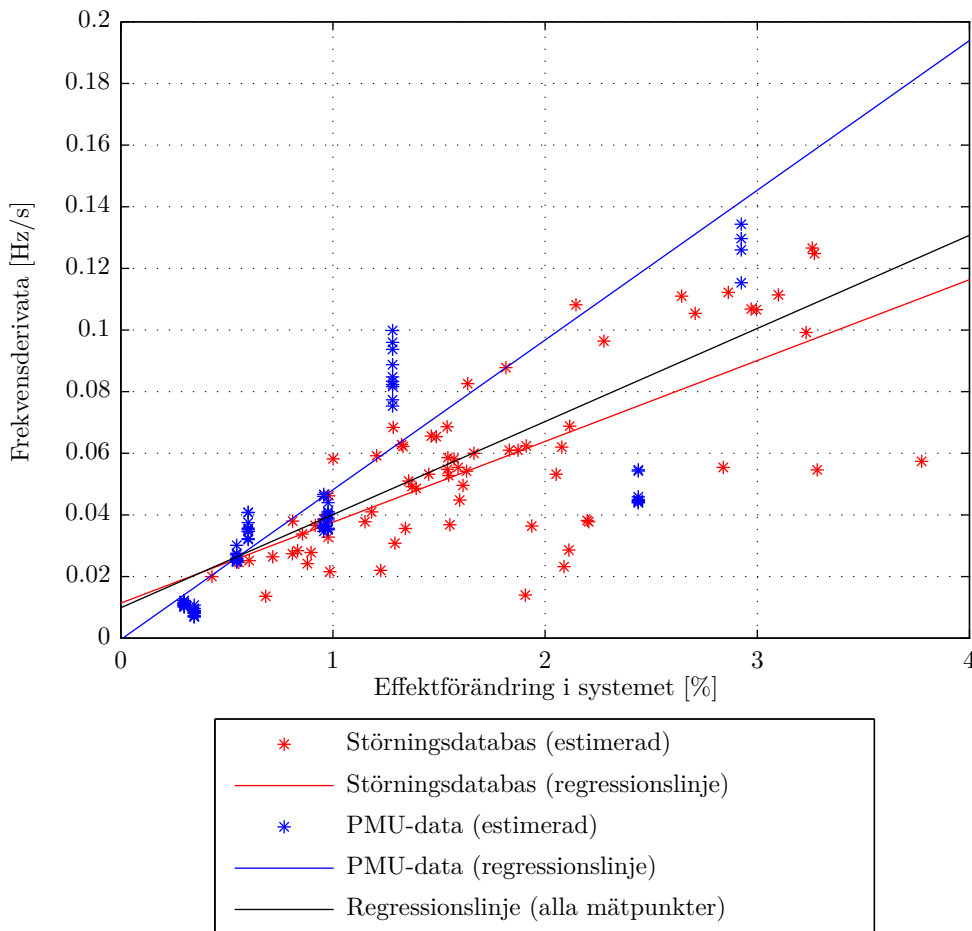
Figur 5.15. Estimerad frekvensderivata enligt 5.3 vid effektförändring i systemet med ungefär 1,28 %.

## 5.7 Effektbortfallets inverkan på frekvensderivatan

Vid effektförändringar i kraftsystemet kommer derivatan att variera enligt ekvation (2.1). Frekvensderivatan beror, som tidigare nämnts, på svängmassan, effektförändringen samt frekvensen före effektförändringen. Dessa parametrar förändras beroende på driftsituationen. Är det en produktion med relativt liten svängmassa i systemet kommer frekvensderivatan att bli större jämfört med när det är stor svängmassa. Sommarmånader med låg last

och stor andel produktion från vindkraftverk med DFIG eller fulleffektomriktare är ett typiskt scenario med lägre svängmassa. Figur 5.16 visar maximala värdet av den estimerade frekvensderivatan. Den estimerade frekvensderivatan är här baserad på data från både störningsdatabas och PMU-data. Nio olika scenarion från PMU-data och 71 olika scenarion från frekvensstörningsdatabasen analyserades. Totala antalet mätpunkter uppgick till 153.

I figur 5.16 syns tydliga trender för effektförändringar mellan 1-2%, medan det för större effektförändringar finns flera fall där relativt små frekvensderivator estimerats. Anledning till detta är bland annat att några av de mindre frekvensderivatorna med stor effektförändring är baserade på scenarion där det gjorts fränkopplingstester av kärnkraftverk. Förändringen av den aktiva effekten sker då i vissa fall mer kontrollerat under ett något längre tidsförlopp. Det resulterar i att frekvensderivator inte blir lika stora som de borde om effektförändringen skulle varit momentan. Ytterligare anledningar till att effektförändringar inte alltid medför stora frekvensderivator är att nödeffekt snabbt kan aktiveras och bromsa frekvensförändringen. Nödeffekt kan även aktiveras för mindre effektförändringar beroende på frekvensens nivå före störningen.



Figur 5.16. Estimerad maximal frekvensderivata vid effektförändringar i kraftsystemet.

### 5.7.1 Linjär regressionsanalys

Tre linjära regressionslinjer har inkluderats för att visa trender för de två olika datakällorna samt en för samtliga datapunkter. Regressionslinjerna är baserade på minsta kvadratmetoden (5.5)-(5.7). Dataserierna som analyseras definieras som

$$(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n) \quad (5.5)$$

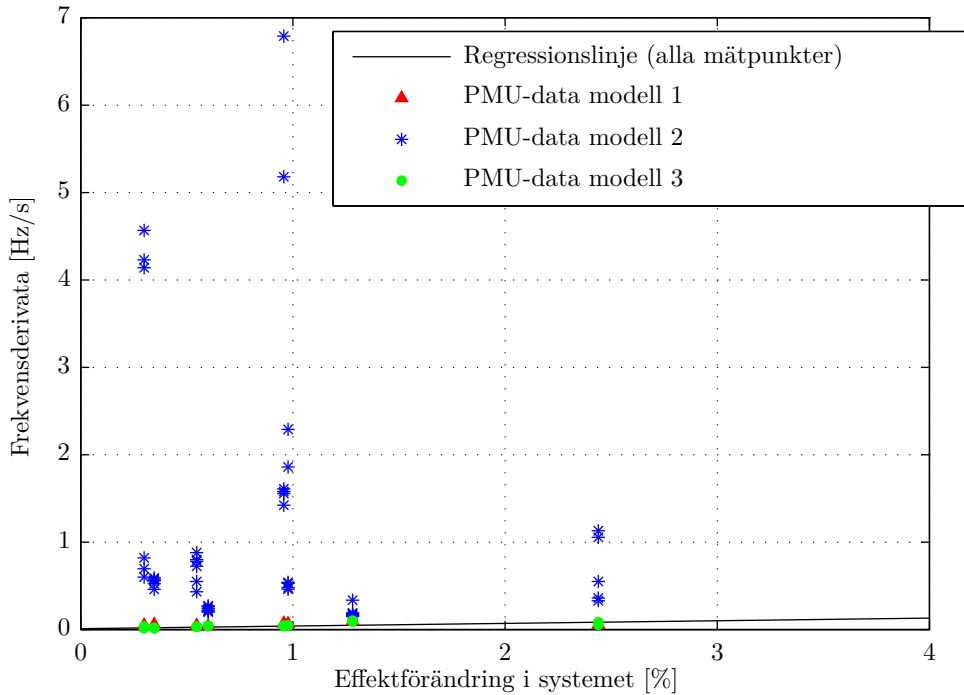
och den linjära kurvan som söks är

$$y = kx + m \quad (5.6)$$

där  $k$  och  $m$  bestäms genom att minimera

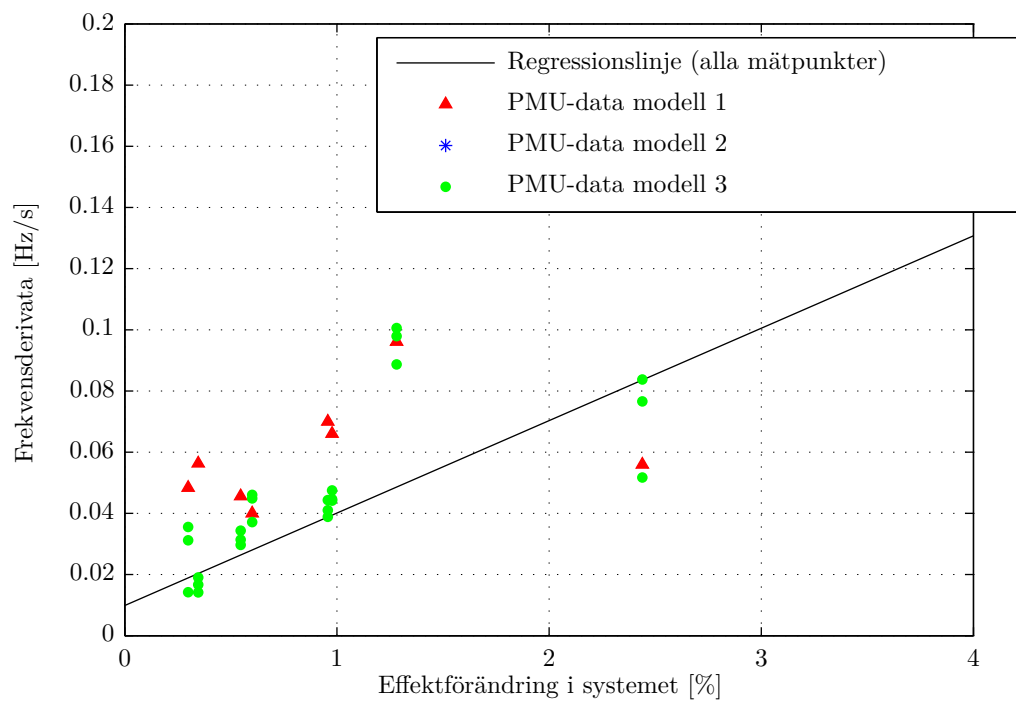
$$\sum_{i=1}^n (y - (kx_i + m))^2 \quad (5.7)$$

Figur 5.17 visar maximalt detekterad frekvensderivata från PMU-modeller tillsammans med regressionslinjen för alla mätpunkter från figur 5.16.



**Figur 5.17.** Maximalt detekterad frekvensderivata från PMU vid effektförändringar i kraftsystemet.

PMU-modell 2 detekterar större frekvensderivator jämfört med de två övriga modellerna. I figur 5.18 visas detekterad frekvensderivata i mindre skala för att visa trender för PMU-modell 1 och PMU-modell 3.



**Figur 5.18.** Maximalt detekterad frekvensderivata från PMU vid effektförändringar i kraftsystemet i mindre skala.



## Kapitel 6

# Laborationstester

Laborationstester på två skydd har genomförts i laboratorium vid Vattenfall Eldistribution i Trollhättan. Testerna utformades för att undersöka skyddens noggrannhet, känslighet för spänningsförändringar samt om skydden kan detektera fall av ödrift. Det genomfördes även mätningar på en PMU-modell 3 för att göra en korrelationsanalys mellan skydd och PMU. Mätningar på PMU genomfördes på Svenska kraftnät. Samtliga tester som genomfördes listas i tabell 6.1.

**Tabell 6.1.** Tester utförda på olika enheter

	Skydd 1	Skydd 2	PMU-modell 3
1. Noggrannhet	✓	✓	-
2. Störningsscenario	✓	✓	-
3. Ödriftscenario	✓	✓	-
4. Tvåfasig kortslutning	✓	✓	-
5. Störningsinspelning för korrelationsanalys			
a) Spänningsrampning	✓	✓	✓
b) Frekvensrampning	✓	✓	✓
c) Ödriftscenario	✓	✓	✓
d) Störningsscenario	✓	✓	✓

### 6.1 Testutformning

För att generera spänningar och strömmar i proven på skydden användes en provapparat av fabrikatOMICRON.OMICRON anslöts till ett skydd respektive PMU i taget men också till en dator för styrning med hjälp av tillhörande programvara. Från skydd och PMU användes de binära signalerna **START** och **TRIP** för frekvensderivatan som insignaler tillOMICRON. Med hjälp av dessa signaler utvärderas skyddets funktion i programvaran.

I vissa tester användes funktionen för inspelning av störningsfiler i skydden och PMU. Skyddet sparar då data för en tid innan utlösningen samt en tid efter. Inspelningstiden valdes till fyra sekunder lång.

Till skyddet anslöts ytterligare en dator som möjliggjorde att inställningar och funktioner kunde konfigureras genom mjukvaran till skyddet, varifrån också störningsfiler hämtades. Uppkopplingen visas i figur 6.1.



Figur 6.1. Testutrustning vid provning.

### 6.1.1 OMICRON

Vid provning av skydden användes en OMICRON - CMC 356. I tillhörande mjukvaran kan prov utformas efter olika önskemål. Det finns funktioner för bland annat rampning, puls-rampning och uppspelning av störningsfiler. OMICRON läser data från störningskrivarfiler enligt COMTRADE, se nästa avsnitt. För mätningar på PMU användes en OMICRON - CMC 256. Noggrannheten i den utmatade frekvensen är samma för båda modellerna,  $\pm 0,00005\%$ .

### 6.1.2 COMTRADE

Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) är ett standardformat för filer som innehåller transienta vågformer och händelsedata insamlad från bland annat störningsskrivare i kraftsystemet som ges ut av organisationen IEEE. COMTRADE är uppdelat i fyra filer. En datafil (.DAT) som innehåller mätserierna, en konfigurationsfil (.CFG) som berättar hur datafilen ska tolkas, en fil som innehåller rubrikerna (.HDR) samt en informationsfil (.INF). De två sistnämnda är alternativa. Mätserierna i datafilen representeras

## 6.2. NOGGRANHET

antingen binärt eller i ASCII-format och mätvärdena är separerade med kommatecken. Utöver detta finns det i standarden även definierat i vilket format datum och tid ska förekomma, hur numeriska värden ska tolkas och en del annat. För mer detaljerad information, se [86].

### 6.1.3 Skyddsmodeller och konfiguration

Skydden som användes i proven är två skydd som är vanligt förekommande i distributionsnätet, se tabell 6.2. Skydden är uppbyggda med många funktioner för att detektera onormala förhållanden för bland annat, ström, spänning och frekvens. Efter uppkoppling avställdes alla skyddsfunktioner, bortsett från frekvensderivata. Detta gjordes för att eliminera andra skyddsfunktioners påverkan under proven. Skydden ställdes in med konstant tidsfördröjning samt att beräkna frekvensderivatan kontinuerligt enligt  $df/dt$ -princip.

**Tabell 6.2.** Angiven noggrannhet för skydd som användes i proven

Modell	Noggrannhet	
	Frekvensderivata [Hz/s]	Frekvens [Hz]
Skydd 1	$\pm 0,1$	$\pm 0,03$
Skydd 2	$\pm 0,1$	$\pm 0,01$

## 6.2 Noggrannhet

Varje skydds noggrannhet undersöktes för åtta olika inställningar på frekvensderivatan, fyra positiva och fyra negativa med samma belopp, se tabell 6.3. I OMICRON genererades en konstant frekvensderivata som matades till skyddet under en sekund. Skydden hade inte samma kortast möjliga steglängd i frekvensderivatainställning och därför kunde inte samma inställningar användas vid alla provnivåer. Inställningen för tidsfördröjningen ställdes till 0,5s för båda skydden och samtliga nivåer.

**Tabell 6.3.** Inställningsvärden för frekvensderivata vid prov av noggrannhet [Hz/s]

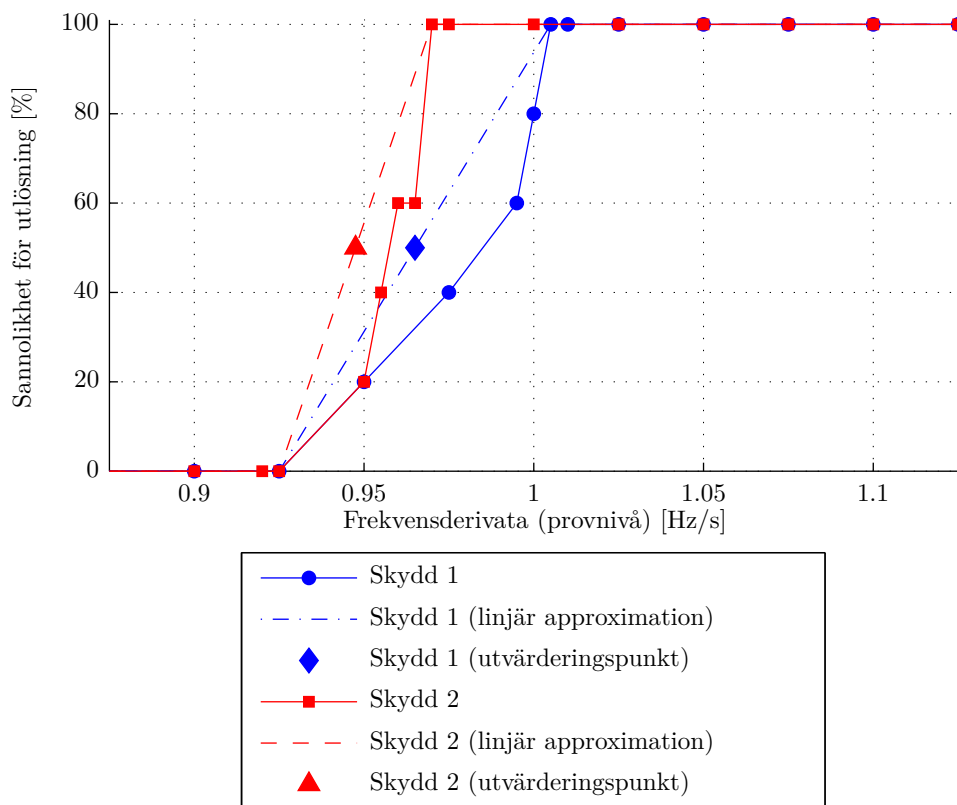
Nivå	1	2	3	4	5	6	7	8
Skydd 1	-1	-0,7	-0,5	-0,2	0,2	0,5	0,7	1
Skydd 2	-1	-0,75	-0,5	-0,25	0,25	0,5	0,75	1

Vid varje inställningsnivå för skydden genomfördes först ett grovt svep i frekvensderivata för att undersöka om skydden hade en noggrannhet inom angivet intervall. Steglängden valdes enligt praxis till en fjärdedel av den angivna noggrannheten. Provsnitt utfördes i ett område kring inställningsvärdet  $(df/dt)_{set}$  definierat enligt (6.1).

$$(df/dt)_{set} = \pm \left( \alpha \pm \frac{1}{4} \right) \quad (6.1)$$

där  $\alpha$  är angiven noggrannhet. Inställningen stegades med steg i derivata om  $\alpha/4$ . Den angivna noggrannheten var 0,1 Hz/s för båda varvid frekvensderivatan stegades med 0,025 Hz/s i bägge fall. Löser skydden ut vid det första eller sista läget klarar inte skyddet de angivna toleranserna.

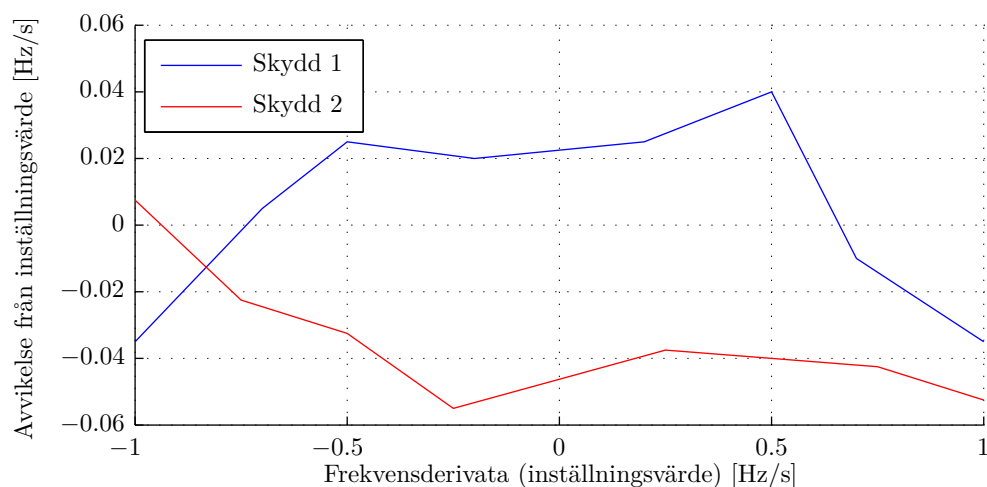
När det grova svepet var avklarat genomfördes ett finare svep av derivataproov med steg om 0,005 Hz/s. Detta gjordes för att tydligare fastställa en gräns där skyddet löser ut och inte löser ut. Fem provskott testades vid varje mätpunkt för att få ett statistiskt underlag. En linjär approximation mellan derivatavärdet där 0% ledde till utlösning och derivatavärdet där 100% ledde till utlösning användes sedan för att uppskatta en utvärderingspunkt, se figur 6.2.



**Figur 6.2.** Sannolikhet för skydden löser ut för olika provnivåer för inställningsvärde 1 Hz/s.

Avvikelsen från inställningsvärdet beräknas sedan som differensen mellan detta värde och inställningsvärdet. Detta gjordes för alla inställningsnivåer och presenteras i figur 6.3. Som kan ses i figuren skiljer sig resultaten för de olika skydden som mest på de lägre inställningsnivåerna.

### 6.3. STÖRNINGS- OCH ÖDRIFTSCENARIO



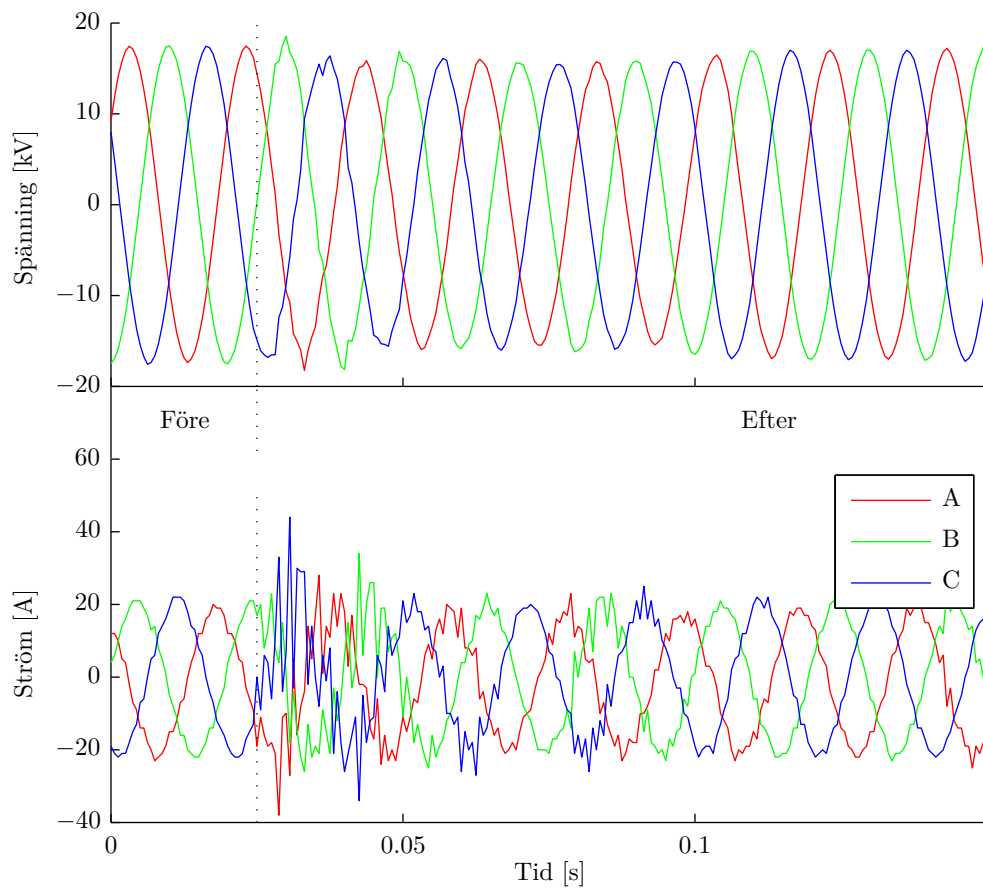
Figur 6.3. Uppskattad avvikelse mellan utlösning- och inställningsnivå för samtliga inställningsnivåer.

## 6.3 Störnings- och ödriftscenario

Två insamlade störningsfiler spelades upp för skydden för att undersöka vid vilka inställningar skydden löste ut. Det första scenariot representerade ett fall som inte var ödrift där en 400 kV ledning kopplades bort. Det andra fallet var en ödrift som uppstått efter ett fel. Trots ett intensivt arbete för att finna störningsfiler från ödriftsscenario har endast ett scenario hittats.

### 6.3.1 Störningsscenario - bortkoppling av 400 kV ledning

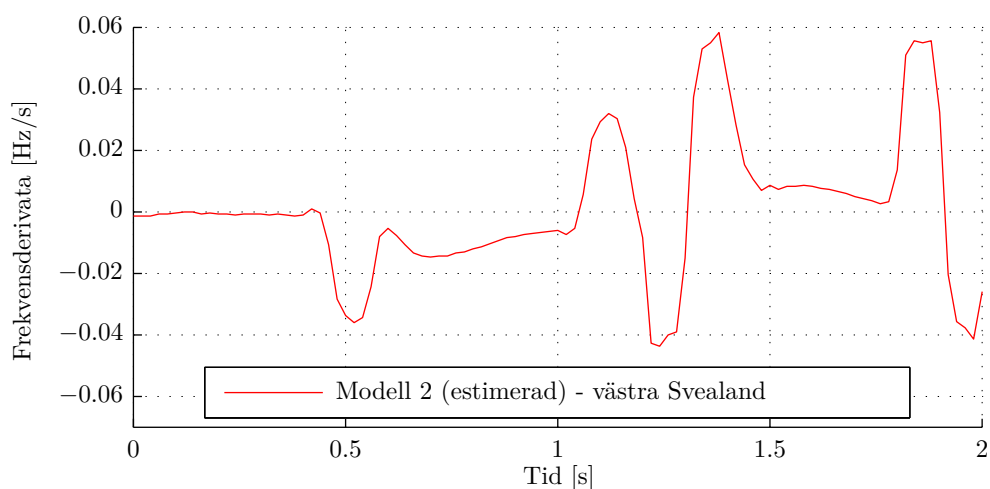
En störningsfil från händelsen beskriven i avsnitt 5.5 samlades in från en station i området där ledningens ena ände kopplades bort. Händelsen är inte ett ödriftscenario och skall därför inte ge utlösning. Vid bortkopplingstillfället sjunker spänningen till ungefär 0,86 p.u. från 0,96 p.u. Spänningar och strömmar vid bortkopplingstillfället visas i figur 6.4. Storheterna är uppmätta på primärsidan, men signalerna som matas till skyddet är från sekundärsidan. Omsättningen på spänningstransformatorn är 22 kV/110 V och 800 A/5 A för strömtransformatorn.



**Figur 6.4.** Spänningar och strömmar vid station när en närbelägen 400 kV ledning kopplas bort.

I figur 6.5 visas estimerad frekvensderivata baserat på data från en närbelägen PMU i västra Svealand. Detta för att ge en indikation på vad frekvensderivatan uppgår till i området vid störningen.

### 6.3. STÖRNINGS- OCH ÖDRIFTSCENARIO



**Figur 6.5.** Estimerad frekvensderivata baserad på data från närlägen PMU i västra Svealand vid bortkoppling av 400 kV ledning.

Resultaten från test av störningsscenarioet visas i tabell 6.4. Ytterligare provskott både för Skydd 1 och 2 genomfördes med både större och mindre derivator men då dessa inte introducerade någon ny information exkluderades dessa från tabellen.

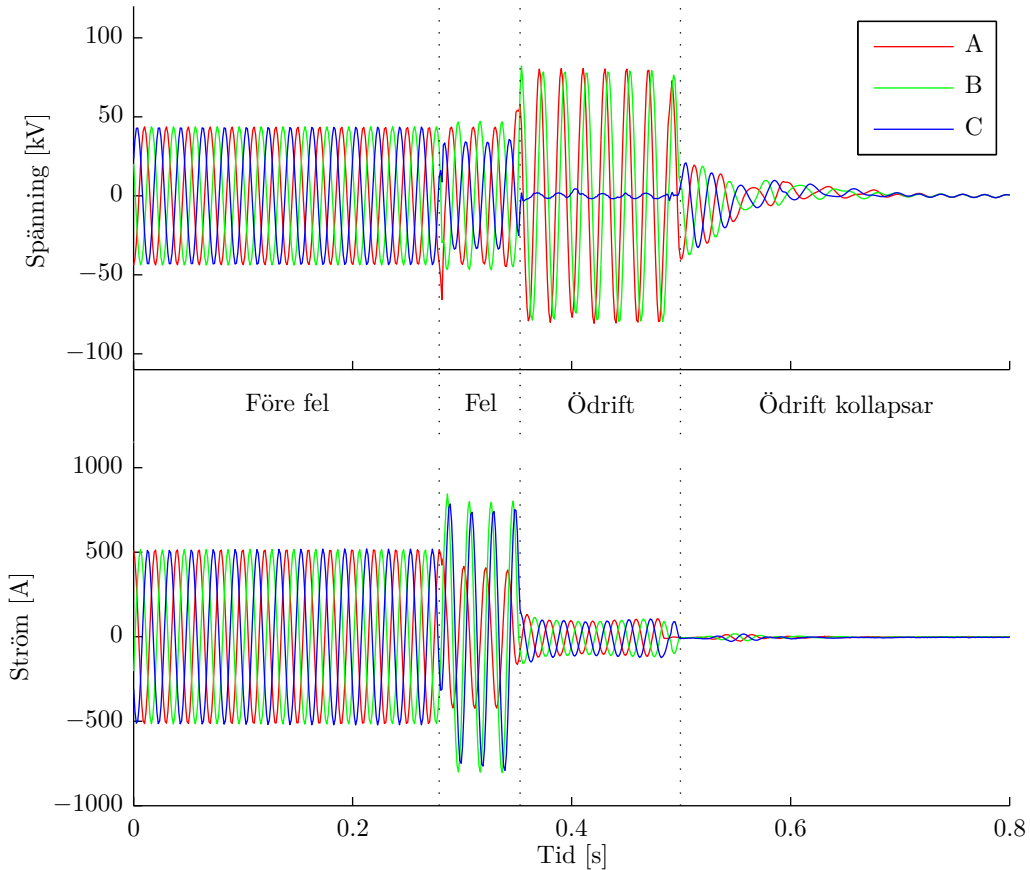
**Tabell 6.4.** Resultat från test av störningsfil där en 400 kV ledning kopplades bort

Modell	Inställning		Utlösningar [%]
	Frekvensderivata [Hz/s]	Tidsfördröjning [s]	
Skydd 1	$\pm 0,2$	120	40
		140	20
		160	0
	$\pm(0,3-5)$	120	0
Skydd 2	$\pm(0-5)$	120	100
	$\pm(0-5)$	140	100
	$\pm(0-2,5)$	160	100
	$\pm 5$	160	0
	$\pm 0,25$	300	0

#### 6.3.2 Ödriftscenario - vindkraft som matar enfasigt jordfel

Störningen utgörs av att en radial drabbas av ett jordfel. I radialen finns det distribuerad produktion i form av vindkraftverk. När skydden i den matande stationen detekterar jordfelet kopplas radialen bort från huvudnätet och en ödrift uppstår. Jordfelet ligger kvar på fas C efter bortkopplingen från huvudnätet. Produktionen i önätet fortsätter att mata jordfelet i ungefär 150 ms innan önätet kollapsar. Totalt är störningsfilen ungefär en sekund lång. Uppmätta spänningar och strömmar från den inspelade störningsfilen från det utlösande

skyddet visas i figur 6.6. Spänningar och strömmar har referens på primärsidan för mättransformatorerna. Signalerna som matas till skyddet är från sekundärsidan. Omsättningen för spänningstransformatorn är 55 kV/110 V och 375 A/1 A för strömtransformatorn.

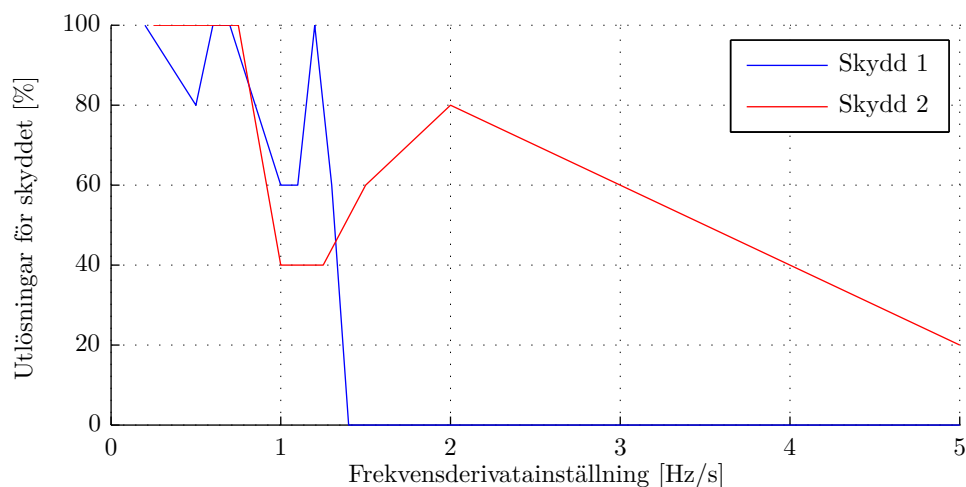


Figur 6.6. Spänningar och strömmar från ödrifthändelse.

Då ödriften fortlöper i endast 150 ms har skyddens tidsfördröjning ställts till 120 ms för att ge skydden en realistisk chans att detektera och lösa ut. Skydden testades först med lägsta möjliga inställningsnivå för frekvensderivatan. Inställningsvärdet höjdes sedan successivt till dess att skyddet inte längre löste ut för ödriften. Vid varje inställningsnivå genomfördes fem provskott. Resultaten i figur 6.7 visar att Skydd 1 inte detekterar ödriften med en inställning på 1,4 Hz/s eller större och att ett inställningsvärde på mindre än 0,75 Hz/s resulterar i nästan 100% utlösning.



#### 6.4. TVÅFASIG KORTSLUTNING



**Figur 6.7.** Utlösningar för skyddet beroende på frekvensderivatans inställning vid en ödrift-händelse.

#### 6.4 Tvåfasig kortslutning

Pulsrampling av frekvensderivatan genomfördes när två av faserna var kortslutna. Pulsrampling betyder att en konstant frekvensderivata genereras och matas ut till skyddet under en sekund för att undersöka om skyddet löser ut. Löser inte skyddet ut återställs frekvensen till 50 Hz och en större frekvensderivata matas istället ut. Detta ger ett effektivt sätt att undersöka skyddets toleranser. Impedansen för kortslutningen förändras på ett sätt att spänningen i fas A och B får fem fasta nivåer. Syftet var att undersöka om skydden kunde detektera frekvensderivatan då endast spänning på en fas fanns tillgänglig. När ödrift uppstår är en vanlig orsak att radialen kopplas bort från huvudnätet på grund av ett fel. Det är därför viktigt att skydden kan beräkna en korrekt frekvensderivata även om endast en fasspänning finns tillgänglig.

Skydden var inställda på 0,5 Hz/s med en tidsfördröjning på 0,5 s. Pulsramplingen startade på 300 mHz/s och stegades med 10 mHz/s till 700 mHz/s eller tills att utlösningssignal erhållits. Löser skyddet ut utanför den angivna noggrannheten i tabell 6.2 eller inte alls anses provet som ej godkänt. Resultaten från undersökningen var identiska för positiv och negativ frekvensderivata. Resultaten presenteras i tabell 6.5.

**Tabell 6.5.** Resultat från pulsrampling av frekvensderivatan med tvåfasig kortslutning

Fasspänning i A och B [p.u.]	Skydd 1	Skydd 2
0,9	✓	✓
0,7	✓	✓
0,5	×	✓
0,2	×	✓
0	×	✓

✓ = godkänt prov, × = ej godkänt prov

Tabellen visar att Skydd 2 uppfyller den angivna noggrannheten trots att det endast finns en fas tillgänglig för mätning. Skydd 1 uppfyller endast detta för spänning högre än 0,7 p.u i de kortslutna faserna.

## 6.5 Störningsinspelning för korrelationsanalys

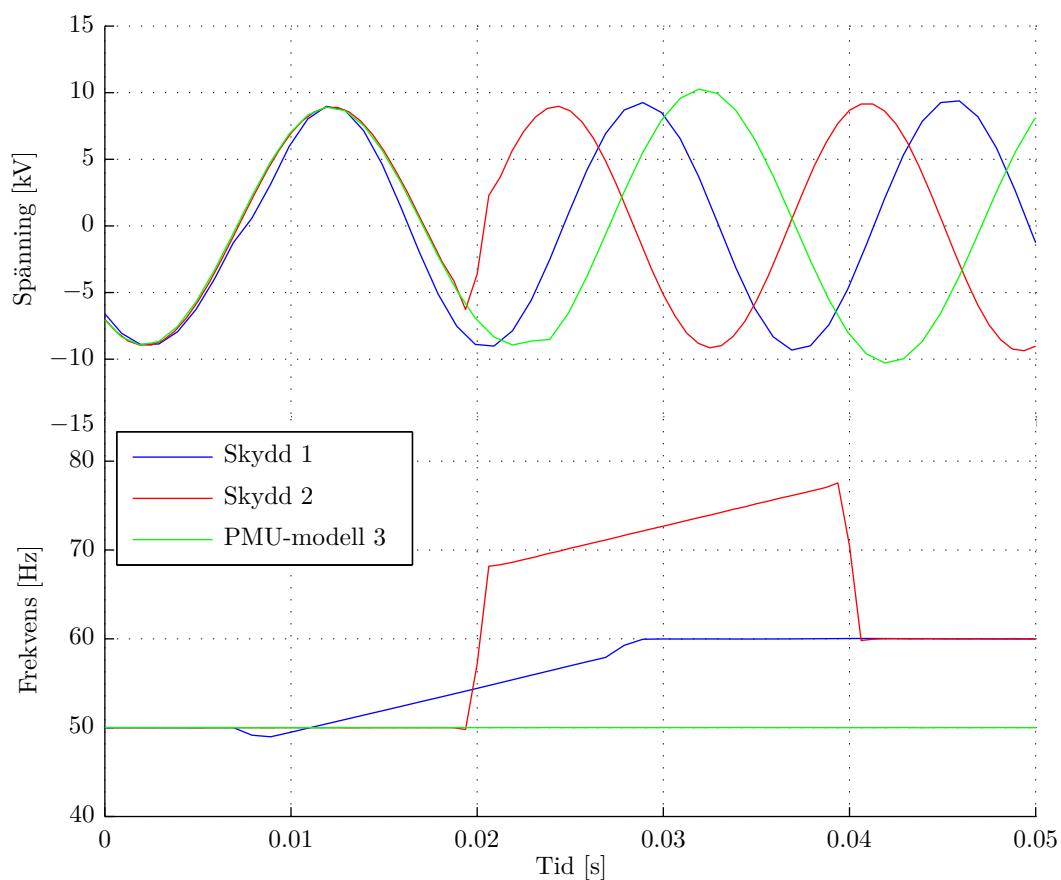
En korrelationsanalys mellan PMU-modell 3, Skydd 1 och 2 gjordes för att undersöka skillnader samt likheter i hur enheterna mäter spänningar vid olika händelser. Från mätningar av spänning och ström från skydden och PMU beräknas frekvensen i programmet SIGRA, som är Siemens mjukvara för att hantera störningsfiler [87], med programversion 4.51. Detta ger inte en exakt representation av vad skydden beräknar för frekvens internt, utan endast en indikation på vad frekvensen är i de inspelade mätningarna. Skyddens inställningar för både frekvensderivata och tidsfördröjning ställdes till låga värden för att försäkra att störningsskrivaren börjar spela in.

### 6.5.1 Spänningsrampning

En spänning rampas ner och upp med 0,15 p.u. från nominell nivå på ungefär 100 ms i två prover. Syftet med detta är att undersöka om spänningsrampen kommer resultera i en förändring i uppmätt frekvens. Spänningen som matas till skydden har en konstant frekvens på 50 Hz. Skydden ställdes in på minimala inställningar för att lösa ut och starta inspelning av händelsen i störningsskrivaren. Störningsskrivare i PMU startas genom en binär utgång från OMICRON. Viktigt att notera är att de två olika modellerna av OMICRON som användes inte gav samma spänningsramp, trots att identiska inställningar användes. Ramperna som testades på PMU-modell 3 hade istället en stig- och falltid på ungefär 20 ms.

Uppmätta spänningar från skyddens störningsskrivare samt frekvensen beräknad med SIGRA vid starten av spänningsramp uppåt visas i figur 6.8. Båda skydden registrerar spänningar som har en frekvens på 60 Hz under hela spänningsrampen. När rampningen är färdig återgår frekvensen till 50 Hz. Skydd 2 mäter upp ett fasskifte vid cirka 0,05 s som resulterar i ett steg i frekvens.

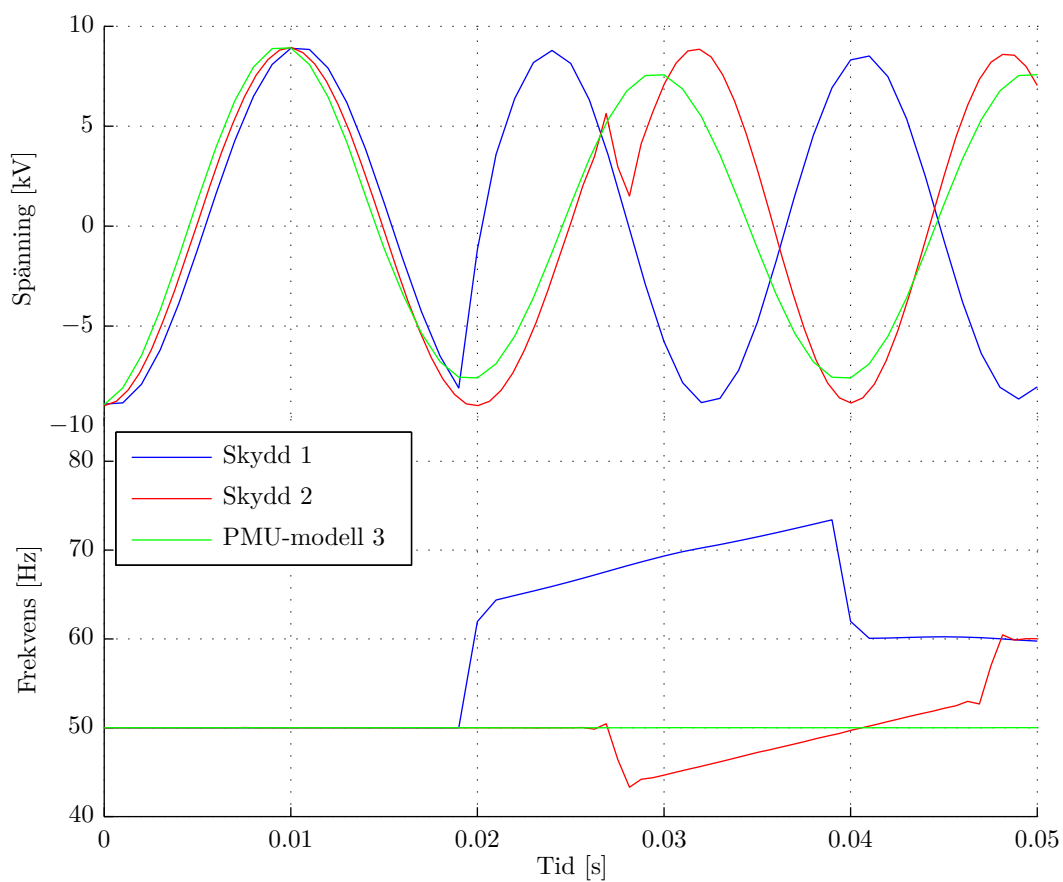
## 6.5. STÖRNINGSINSPELNING FÖR KORRELATIONSANALYS



**Figur 6.8.** Uppmätta spänningar i fas A från störningsskrivare samt frekvens beräknad med SIGRA vid start av spänningsramp uppåt.

Uppmätta spänningar och frekvens beräknad med SIGRA för spänningsramp neråt visas på samma sätt i figur 6.9. På samma sätt kommer frekvensen att beräknas upp till 60 Hz under hela spänningsrampen och återgå till 50 Hz när rampen är slutförd. I detta fall detekterar både Skydd 1 och 2 steg i frekvensen på grund av uppmätta fasskiften.

PMU-modell 3 mäter spänningar som inte innehåller någon frekvensförändring för både positiv och negativ ramp, trots den snabba spänningsförändringen.

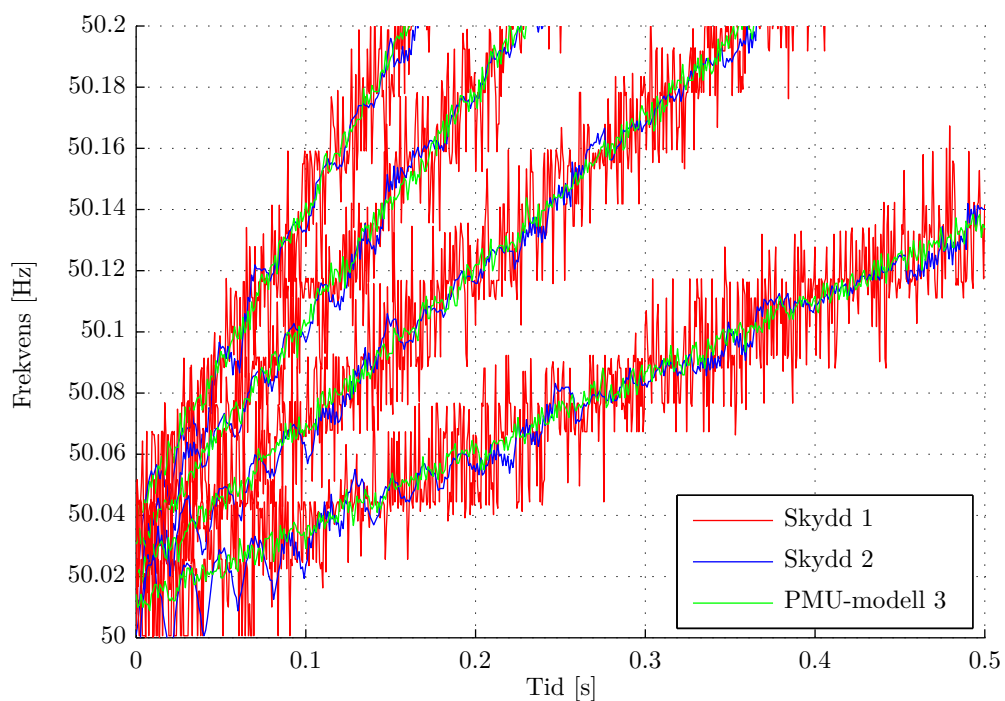


**Figur 6.9.** Uppmätta spänningar i fas A från störningsskrivare och frekvens beräknad med SIGRA vid start av spänningsramp neråt.

### 6.5.2 Frekvensrampning

Fyra olika nivåer av konstant frekvensderivata matas till enheterna för att undersöka frekvenssvaret. En konstant frekvensderivata motsvarar en rampning i frekvens. Spänningsnivån var konstant för samtliga prover. De frekvensderivator som testades var 0,25, 0,5, 0,75 och 1 Hz/s. Frekvensen beräknad med SIGRA för de tre enheterna visas i figur 6.10. Frekvensen för samtliga enheter följer samma trender vid de fyra frekvensramperna. Den uppmätta spänningen för Skydd 2 genererar mer brus i frekvensen jämfört med Skydd 1 och PMU-modell 3.

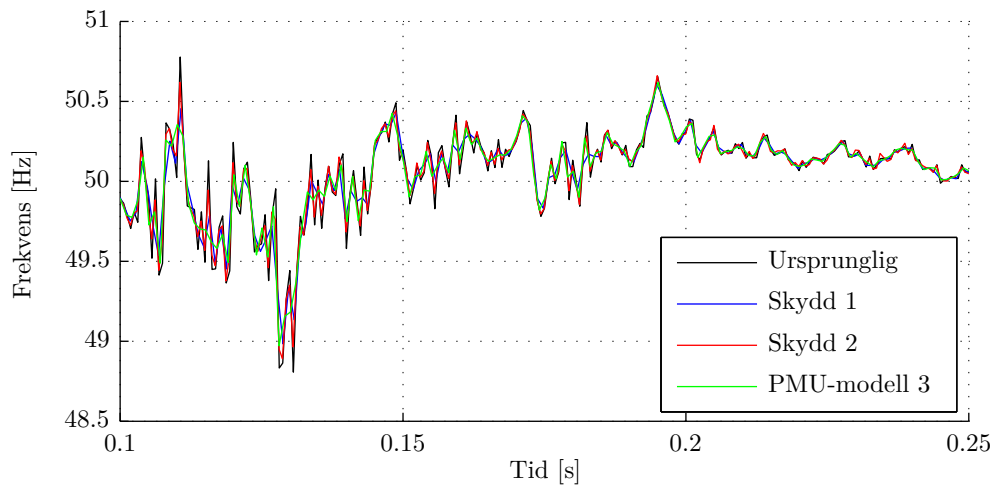
## 6.5. STÖRNINGSINSPELNING FÖR KORRELATIONSANALYS



**Figur 6.10.** Korrelation i frekvens beräknad med SIGRA mellan skydd och PMU-modell 3 för konstant frekvensderivata.

### 6.5.3 Störningsscenario

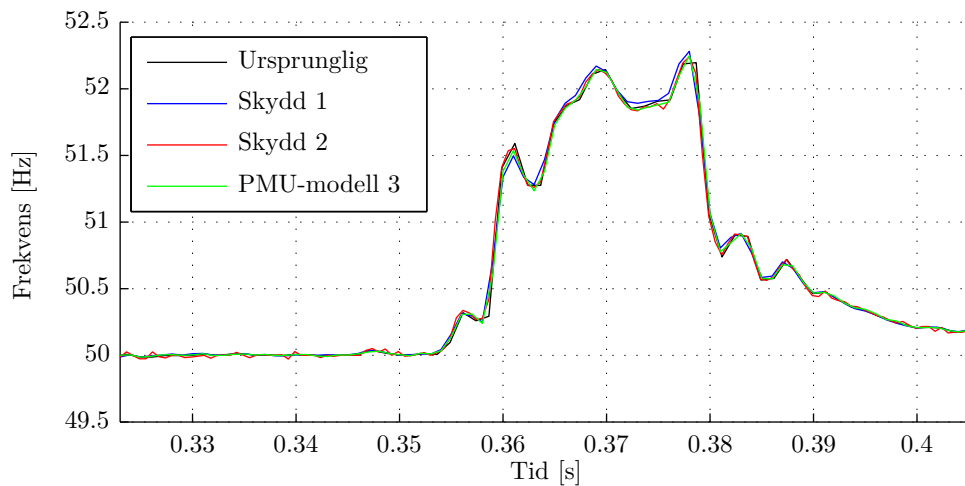
Spänningar och strömmar för samma händelse som i avsnitt 6.3.1, se figur 6.4, spelas upp för skydden och PMU för att undersöka korrelationen vid en verklig händelse i nätet som inte är ödrift. Frekvensen beräknad från spänningar och strömmar, som skydd respektive PMU registrerat för händelsen, med SIGRA visas i figur 6.11. Den beräknade frekvensen följer samma trend som den ursprungliga för samtliga mätenheter.



**Figur 6.11.** Frekvens beräknad med SIGRA från uppmätta spänningar och strömmar vid bortkoppling av en 400 kV ledning.

#### 6.5.4 Ödriftscenario

Skydden och PMU matas med spänningar och strömmar från händelsen presenterad i avsnitt 6.3.2, se figur 6.6, för att undersöka korrelationen vid en händelse av ödrift. Frekvensen är beräknad från spänningar och strömmar som är registrerade från skydd respektive PMU med SIGRA och visas för tidpunkten då ödrift startar i figur 6.12.



**Figur 6.12.** Frekvens beräknad med SIGRA vid en ödrifthändelse.

Från figuren syns ett likande beteende för samtliga frekvenser.

## Kapitel 7

# Resultat och diskussion

Nedan sammanställs och diskuteras resultaten från kapitel 4, 5 och 6.

### 7.1 Frekvensderivatavariationer vid normala händelser i kraftsystemet

Den största frekvensderivatan som estimerats i den empiriska mätdataanalysen i kapitel 5 uppgår enligt figur 5.16 till 0,14 Hz/s. Detta är dock inte den mest allvarliga frekvensstörning som kan drabba systemet utan större derivator kan förekomma. Däremot är frekvensderivator större än 0,2 Hz/s inte troligt med hänsyn till det största möjliga produktionsbortfallet och det linjära beroendet som påvisats. Det ska även nämnas att detta är den, enligt avsnitt 5.3, estimerade derivatan. Den utförda estimeringen anses dock vara rimlig och ge ett övertygande resultat, vilket kan konstateras genom att betrakta figur 5.8 och 5.9. Estimerad frekvensderivata baserat på frekvensberäkningar från PMU-modell 1, 2 och 3 efterliknar den obehandlade frekvensderivatan från PMU-modell 3 på ett betryggande sätt och eliminerar dessutom störningar i form av brus och spikar. PMU-modell 3 innehar högst noggrannhet jämfört med andra modeller och estimeringsalgoritmen förbättrar alltså denna mätning ytterligare. Detta är inte särskilt överraskande eftersom den filtrering som används tar hänsyn till mätvärden både före och efter mätpunkten. Detta är i samma utsträckning inte möjligt för skydd och PMU eftersom de mäter i realtid och dessutom kräver en snabb funktionstid. Estimeringen baseras därför på färre sampel. Estimeringen anses av dessa anledningar vara en mer realistisk uppskattning på frekvensderivatan än vad PMU-modell 3 beräknar.

I figur 5.9 kan också den lilla skillnaden mellan frekvensderivator betraktas. Med andra ord erhålls en mycket likvärdig frekvensderivata från samtliga enheter trots att den ursprungliga frekvenssignalen kommer från olika PMU-modeller. Detta visar därför behovet av estimeringsalgoritmen ty frekvensderivatan skulle variera i en mycket större utsträckning om den internt beräknade frekvensderivatan från PMU skulle ha använts, se figur 5.17.

### 7.2 Felaktig frekvensderivataberäkning och obefogad bortkoppling

PMU-modell 3 är en nyare generation PMU och innehar högre noggrannhet, se tabell 5.1 och figur 5.2, Förutom att vara mer noggrann i sin mätning har den även egenskapen att frekvensderivatan inte oscillerar mellan negativa och positiva värden som tidigare modeller. Figur 5.8 visar att frekvensderivatan för PMU-modell 3 är positiv under ungefär 200 ms medan den under samma tidsperiod för PMU-modell 2 har skiftat från positiv till negativ

sju gånger. Detta beror med största sannolikhet på skillnad i spänningskänsligheten. Detta är uppenbart i figur 5.12 där PMU-modell 2 oscillerar  $\pm 7$  Hz/s på grund av störningen medan mätningen från PMU-modell 3 i stort sett är oberörd. Vid en jämförelse med figur 5.11 är det uppenbart att den stora skillnaden beror på snabba förändringar i frekvensen, som i sin tur orsakas av snabba förändringar i spänningsmagnitud, se figur 5.10. I och med att PMU-modell 3 blir mindre påverkad av spänningsförändringen, kan tydligt förstås att denna modell är väsentligt mycket mindre spänningskänsligt jämfört med äldre modeller. Det finns alltså stora variationer i hur väl frekvensderivatan beräknas mellan äldre och nyare generationens PMU och detta beror till största del på spänningskänsligheten.

Ett liknande beteende har upptäckts vid tester av skydden. I figur 6.8 och 6.9 från kapitel 6 framgår att skydden felaktigt detekterar de snabba spänningsförändringarna som ett fasskifte och därmed sker ett snabbt steg i frekvensen. I samma figurer observerades att frekvensen för PMU-modell 3 däremot inte förändras alls. Även i beskrivningen av ödriftförloppet Händelse 1 i avsnitt 4.2.1 framgår att fasläget för spänningen förändras efter en brytarmånövrering. Som en följd löste skydden ut obefogat på frekvensderivata. Förändringen i fasskifte är då en högst trolig anledning till varför skydden med tidsfördröjning 0,5 s löste ut. Följaktligen kan det antydvas finnas en tydlig korrelation mellan fasskift i spänning och felaktig frekvensderivataberäkning i skydden.

I avsnitt 6.2 elimineras spänningsberoendet och skydden provas istället att utsättas för en konstant spänning med olika frekvensderivator. Skydden löser ut inom de angivna toleranserna och innehar därför tillräckligt god noggrannhet. Även i korrelationsanalysen från avsnitt 6.5 visar figur 6.10 att frekvensen vid olika frekvensderivator, bortsett från en högre brusnivå, stämmer väl överens med provet. Detta visar att de obefogade utlösningarna sannolikt inte beror på för dålig noggrannhet i frekvensderivataberäkning utan istället är ett resultat av för hög spänningskänslighet.

Att PMU-modell 1 och 2 samt alla testade skydd är spänningskänsliga är inte särskilt besynnerligt eftersom frekvensberäkningen, för samtliga enheter, baseras på uppmätt spänning. Detta gäller även PMU-modell 3 men ändå klarar denna enhet att mäta en frekvensderivata utan kraftiga störningar. Exakt vad detta beror på kan det endast spekuleras i men det är uppenbart att det är fördelaktigt att använda denna nyare modell för att få en mer rimlig uppskattning av systemets frekvensderivata.

### 7.3 Skillnader mellan fabrikat och modeller

I noggrannhetsanalysen från avsnitt 6.2 framgår att skydden avviker olika från sitt inställningsvärde, se figur 6.3. För de testade inställningsvärdena löser Skydd 1 oftare ut på en, till belopp sett, större frekvensderivata än sitt inställda värde medan det är tvärsom för Skydd 2.

För spänningskänslighetsproven i kapitel 6 framgår det också av figur 6.8 och 6.9 att det skiljer sig mellan skyddsmodellerna i hur pass felaktig frekvensökning som detekteras. Skydd 1 detekterar en större avvikelse än Skydd 2 vid positiv spänningsramp och omvänt för negativ spänningsramp.

Även i resultaten för provet med tvåfasig kortslutning i avsnitt 6.4 redogörs en tydlig skillnad mellan skydden, se tabell 6.5. Skydd 2 detekterar frekvensderivatan klart bättre när nominell spänning endast finns på en fas. En mycket trolig anledning till den stora skillnaden mellan skydden är att Skydd 2 beräknar frekvensderivatan från plusföljden. Detta är en mycket viktig egenskap då det är högst sannolikt ett fel inträffar innan ödrift uppstår. Skydd 1 kan då helt missa att detektera ödriften.

Vidare framgår det i avsnitt 6.3.1 att Skydd 2 oftare löser obefogat jämfört med Skydd



#### 7.4. AVVÄGNING MELLAN KÄNSLIGHET OCH STABILITET FÖR RELEVANTA SKYDDSINSTÄLLNINGAR

1 för händelsen med bortkoppling av 400 kV ledning när samma inställningsvärden används för bägge skydden. Skydd 2 kan därför anses vara mindre stabilt för detta störningsscenario. I avsnitt 6.3.2 testas skydden för ett ödriftscenario och resultaten visar i detta fall att Skydd 2 oftare detekterar ödriften för olika inställningsvärden.

Det bör noteras att den korta tidsfördröjning som användes kan påverka skyddens känslighet och stabilitet. Dessutom är det lägsta möjliga inställningsvärde för tidsfördröjningen olika för skydden. Skydd 1 kan sättas till 0 s medan Skydd 2 har en lägsta inställningsnivå på drygt 100 ms. Funktionstiden är med andra ord inkluderad i tidsfördröjningen för Skydd 2 men inte för Skydd 1. Detta betyder att en angiven tidsfördröjning inte innebär samma sak för Skydd 1 som för Skydd 2. På grund av detta är det oerhört svårt att uppskatta om skillnaden mellan skydden beror på noggrannare detektering eller om frekvensderivatan helt enkelt inte är större än 1,4 Hz/s. Information om hur frekvensderivatan såg ut i verkligheten har inte erhållits från varken PMU eller annan källa. Något som också är värt att notera är att Skydd 1 använder sig av nollgenomgång som beräkningsmetod medan Skydd 2 använder DFT.

I figur 6.11 och 6.12 visas den frekvens som genom SIGRA har beräknats från spänningar och strömmar uppmätta av skydden och PMU-modell 3 för störnings- och ödriftscenario. Frekvenserna för skydden är väldigt lika den från PMU-modell 3. Således bör spänningsmätningen i detta fall inte skilja sig anmärkningsvärt mellan enheterna utan istället hur frekvens och frekvensderivata beräknas. Med detta sagt kan det antas finnas en tydlig skillnad i hur beräkningsalgoritmen ser ut mellan skydden men även mellan skydden och PMU-modell 3, som av allt att döma har en bättre beräkningsalgoritm.

#### 7.4 Avvägning mellan känslighet och stabilitet för relevanta skyddsinställningar

Det framgår av korrelationsanalysen i avsnitt 6.5 och tidigare förda resonemang att det skiljer sig i hur frekvensderivatan beräknas mellan skydd och PMU. Skydden detekterar frekvensderivatan tillfredställande vid konstant spänning men däremot är de starkt påverkade av spänningsförändringar. Detta komplicerar analysen av skydden och gör det också svårare att välja lämpliga inställningsområden. Utöver detta varierar känslighet och stabilitet mellan olika skyddsmodeller och det finns även otydligheter i hur tidsfördröjning tolkas.

Till skillnad från skydden och äldre PMU-modeller är spänningskänsligheten för PMU-modell 3 inte alls lika påtaglig, näst intill obefintlig. Om ett skydd med motsvarande beräkningsalgoritm hade funnits tillgängligt skulle det, med avseende på frekvensderivata, vara ett betydligt mer lättinställt frekvensderivataskydd. En lägsta nivå på frekvensderivatan skulle då, enligt figur 5.18, i princip kunna ställas in till 0,2 Hz/s och med kortast möjliga tidsfördröjning. Dock baseras dessa värden på mätdata från en begränsad tidsperiod och högre värden kan förekomma. Däremot skulle en frekvensderivatainställning på 0,3 Hz/s med stor sannolikhet täcka felmarginalen. Skyddet skulle då detektera de allra flesta ödriftscenarion oavsett hur snabbt de uppstår. Tyvärr innehar de verkliga skydden inte samma noggrannhet och detta är också det som utgör större delen av problematiken med att finna lämpliga inställningsnivåer.

För att få en uppfattning om vilken övre gräns i inställningsområdet som är möjlig för att skydden fortfarande ska inneha tillräcklig känslighet betraktas figur 6.7. Figuren visar att en inställning av frekvensderivatan på 0,75 Hz/s ledde till utlösning i de allra flesta fall för båda skydden. Detta inställningsvärde kan då antas vara det högsta möjliga för att skyddet ska kunna detektera ödriften. Huruvida det här enstaka scenariot representerar

en ödrift rent generellt är oerhört svårt att säga men det ger en någorlunda fingervisning. Vilken undre gräns som krävs för att uppnå tillräckligt hög stabilitet är mycket svårare att fastställa. De vanligaste inställningsvärden som används i branschen idag är 0,5 Hz/s, se avsnitt 4.3. Med avseende på frekvensderivatan skulle detta vara en tillräckligt känslig inställning för att detektera det provade ödriftscenariot. Däremot är det på grund av den höga spänningskänsligheten oklart ifall denna inställning, med hänsyn till den korta tidsfördröjningen som här används, ger tillräckligt hög stabilitet. Om skydden jämföras med PMU-modell 3 skulle som sagt 0,3 Hz/s och kortast möjliga tidsfördröjning kunna användas. Mera rimligt, med hänsyn till angiven noggrannhet i tabell 5.1 och 6.2, vore att jämföra skydden med den betydligt sämre PMU-modell 2. Den undre gränsen behöver då sättas till ett värde över 7 Hz/s, vilket skulle innebära att det testade ödriftscenariot med 0,75 Hz/s inte skulle detekteras. Dock har, som redan beskrivits, noggrannheten mindre betydelse eftersom toleranserna för skydden uppfylls vid konstant spänning. Spänningskänsligheten är istället den avgörande faktorn. Om ett liknande test som det i avsnitt 6.5.1 hade utförts för PMU-modell 2 hade en ytterligare korrelationsanalys mellan skydden och PMU-modell 2 kunnat genomföras. Tyvärr fanns ingen PMU-modell 2 tillgänglig för prov. För att motivera en lägsta tidsfördröjning måste därför ett av två möjliga antaganden göras.

- **Antagande 1:** I och med den högre angivna noggrannheten i PMU-modell 2 borde det också vara en bättre komponent överlag, därmed också mindre spänningskänsligt. Detta skulle följaktligen innebära att skydden då är ännu mer spänningskänsliga. Anledningen till varför inte skydd löser ut för normala händelser i nätet kan då förklaras med den långa tidsfördröjningen som normalt används, det vill säga 0,5 s. I figur 5.12 visas det scenario med längst pågående oscillationer. Oscillationerna för PMU-modell 2 har i detta fall en varaktighet på ungefär 0,5 s och skydden skulle därför behöva ställas in på en ännu längre tidsfördröjning för att undvika obefogade bortkopplingar. Därmed skulle många ödriftscenarion som innebär snabbare frekvensförändringar inte kunna detekteras. Till exempel för ödriftscenariot i avsnitt 6.3.2 stiger frekvensen ungefär 2 Hz på endast 20 ms.
- **Antagande 2:** Skydden är trots sin lägre noggrannhet mindre eller lika spänningskänsliga som PMU-modell 2. En lägsta tidsfördröjning skulle då kunna väljas kortare än för Antagande 1 men måste då vara noggrant avvägt. Ytterligare tester av skydden hade då varit nödvändiga för att mer exakt kunna fastställa hur pass långa förlopp frekvensderivatan oscillerar och hur stora frekvensderivataspikar som uppstår i relation till PMU-modellerna. I avsnitt 6.3.1 utsattes skydden för en normal störning i nätet och resultaten visar att Skydd 1 kräver en tidsfördröjning på minst 140 ms medan Skydd 2 kräver 300 ms med en rimligt hög frekvensderivatainställning. För samma scenario har data från en närbelägen PMU använts för att estimeras frekvensderivatan och uppgår då endast till ungefär 0,06 Hz/s, se figur 6.5. Om en gemensam inställning för tidsfördröjning skulle användas för samtliga fabrikat av skydd är alltså minst 300 ms nödvändigt. Med största sannolikhet krävs en ännu längre tidsfördröjning eftersom 300 ms testades vid 0,25 Hz/s och inte 0,06 Hz/s. Således kommer, precis som för Antagande 1, flera ödriftscenarion inklusive det i avsnitt 6.3.2 inte detekteras.

En annan aspekt som komplicerar valet av inställningar är att vissa skydd beräknar frekvensderivatans belopp. Oscillationerna i figur 5.12 skulle då kunna uppfattas som en enda stor derivata och skyddet skulle ännu lättare kunna lösa obefogat.

Sammanfattningsvis påverkas skyddens frekvensderivataberäkning av spänningsvariationer i väldigt stor utsträckning och det finns även stora variationer mellan fabrikat och

## 7.5. FREKVENSDERIVATASKYDDENS NÖDVÄNDIGHET

modeller. Detta innebär att ett inställningsområde, som med hänsyn till känslighet och stabilitet skulle vara lämpligt för skydden, inte tydligt nog kan definieras.

### 7.5 Frekvensderivataskyddens nödvändighet

Det framgår av kapitel 4.3 att det finns delade meningar om huruvida frekvensderivataskyddet anses vara nödvändiga och/eller tillräckligt tillförlitliga, både i Sverige och i omvärlden. I Sverige anser vissa nätbolag, till exempel Vattenfall och Fortum, att frekvensderivataskydd bör användas som ett skydd mot ödrift medan andra nätbolag istället avråder från att använda skydden. Orsaken kan, som i Gotlands fall, vara att det förekommer alltför stora frekvensderivatafluktuationer i vederbörande nät för att skydden ska kunna ställas in på en nivå som ger tillräcklig känslighet för att detektera ödrift. Detta fall gäller när HVDC-länken är ur drift. E.ON anser istället att frekvens- och spänningsskydd kan ersätta frekvensderivataskyddens funktion tillfredställande nog och att detta överväger problemen med obefogade bortkopplingar. E.ON medger samtidigt att de inte räknar med att detektera alla uppkomna fall av ödrift när effektobalansen är tillräckligt liten. Bland dessa fall kommer det förstås även existera scenarion där även frekvensderivataskyddet missar att detektera ödriften, oavsett hur lågt frekvensderivataskyddet står inställt. Detta är också den största svagheten med hela funktionsidén om frekvensderivataskydd. Av denna anledning bör alternativa skydd mot ödrift, som till exempel kommunikationsmetoder eller aktiva metoder, alltid föredras om det är ekonomiskt motiverbart.

Generellt finns det en brist på kunskap om frekvensderivataskydd bland många av nätbolagen i Sverige. Detta beror framförallt på att ödrift är en relativt ovanlig händelse i Sverige. I denna studie har endast ett fåtal fall där ödrift har inträffat hittats och ännu färre som faktiskt rapporterats. Vidare har det inte påträffats ett enda fall där det rapporterats att ett frekvensderivataskydd löst ut för en verklig ödrift. Detta leder till frågeställning om frekvensderivataskyddet fyller någon som helst funktion i kraftsystemet överhuvudtaget. Tyvärr tillför inte tidigare förda resonemang i föregående avsnitt mer klarhet i frågan om huruvida felaktiga inställningar är det som orsakat de obefogade bortkopplingarna. Det är däremot tydligt att frekvensderivataskyddet är alltför spänningss känsliga vilket leder till att de är oerhört svåra att ställa in för att uppnå både känslighet och stabilitet. Idag används ofta inställningsvärden på 0,5 Hz/s och 0,5 s. Det har efter omställning till dessa nivåer då i de flesta fall lett till att de obefogade bortkopplingarna upphört. Däremot skulle, som diskuterats i föregående avsnitt, denna tidsfördröjning innebära att många ödriftfall ej kan detekteras. Det här är också mer uppenbart i de ödriftsfall där produktionen upprätthålls av vindkraft med låg svängmassa. Frekvensderivatan kan då, enligt ekvation (2.4), bli väldigt stor men däremot, som i figur 6.12, mycket kortvarig. Med utbyggnaden av vindkraft och annan produktion med låg svängmassa kan detta även bli mer vanligt i framtiden. Det derivatoområde där frekvensderivataskydd snabbare kan detektera ödrift än frekvens- och spänningsskydd, se figur 3.3, blir då väldigt litet. Med detta sagt kan dagens frekvensderivataskydd i de fall där ödriften upprätthålls av produktion med låg svängmassa, som ger upphov till en kortvarig frekvensförändring liknande det i avsnitt 6.3.2, anses vara ett otillräckligt skydd mot ödrift. Om inte frekvensen stabiliserats, utan fortsätter att öka i samma takt skulle ett överfrekvensskydd, om det används med en kortare tidsfördröjning än 0,5 s, detektera ödriften långt före frekvensderivataskyddet. Dock kan frekvensderivataskydd användas som ett komplement till frekvens- och spänningsskydd för skydd mot ödrift. I de fall där frekvensen förändras i ett mer långsamt förlopp kan frekvensderivataskyddet detektera ödriften snabbare än överfrekvensskyddet men bör då alltså vara inställt på en tidsfördröjning på minst 0,5 s för att undvika obefogade bortkopplingar. Frekvensderivataskydd kan även

vara nödvändigt för att detektera ödriftsfall där en relativt liten effektobalans uppstår och frekvensen förändras utan att överstiga de gränser frekvensskyddet är inställt på, vanligtvis 48 Hz och 52 Hz. Frekvensskyddet kommer då missa att detektera ödriften medan frekvensderivataskyddet, om förloppet är längre än 0,5 s, detekterar ödriften.

## 7.6 Övriga kommentarer och felkällor

Det bör påpekas att laborationstesterna endast har utförts på ett exemplar av varje skyddsmodell. Det är därför svårt att säga om resultaten gäller för produktserierna som helhet eller endast de enskilda enheterna.

Det finns i korrelationsanalysen i avsnitt 6.5 en tydlig oklarhet i hur den i SIGRA beräknade frekvensen överensstämmer med hur skydden internt beräknar frekvensen. Information om hur SIGRA beräknar frekvensen baserat på spänningar och strömmar har ej hittats. Storleken på denna felkälla är därmed svår att uppskatta. Om möjligheten att spela in skyddens beräknade frekvens och frekvensderivata till störningsfiler hade funnits kunde skillnader i frekvens och frekvensderivata analyseras på ett mycket mer noggrant sätt. Resultaten som presenteras är därför inte exakt representerade av skyddens frekvensberäkning utan ger endast en fingervisning. Dock identifierades de uppenbara skillnaderna mellan skydden och PMU redan vid den registrerade spänningsmätningen och därför har den frekvens som beräknats i SIGRA mindre betydelse.

Vid test av spänningskänsligheten för PMU-modell 3 användes samma konfigurationsfil för OMICRON som först använts vid provning av skydden. Av okänd anledning genererades en snabbare spänningsramp än den som valts i mjukvaran, som uppgick till ungefär 100 ms. Detta kan, på grund av skillnaden mellan testen, anses påverka testets trovärdighet. Det är dock författarnas åsikt att den snabbare spänningsförändringen endast kommer påvisa frekvensdetekteringsens spänningsberoende ytterligare. Hade skydden utsatts för samma snabba spänningsramp hade med högsta sannolikhet en större störning i frekvensberäkningen yttrat sig. Testet anses därför tillräckligt med hänsyn till den skillnad som skulle bevisas. Hade däremot en långsammare spänningsramp genererats hade testet behövt göras om.

Intentionen var från början att genomföra simuleringar i PSS<sup>®</sup>E för att undersöka frekvens och frekvensderivata vid en ödrift som innehar vindkraftsproduktion. Detta visade sig vara mer komplext än planerat då modellerna uppförde sig avvikande och gav orimliga resultat. Efter diskussion med personer kunniga inom PSS<sup>®</sup>E på Svenska kraftnät samt kontakt med teknisk support på Siemens PTI valdes denna del bort. Dock beskrivs genomförandet av detta moment i bilaga A. Istället genomfördes ett stort arbete med att finna inspelade störningsskrivarfiler från verkliga ödriftscenarion. Ett flertal nätbolag har kontaktats men endast ett scenario har hittats. På grund av detta blir studien i detta avseende väldigt begränsad. Ett bättre statistiskt underlag var önskvärt.

Ett flertal nätägare meddelade dock att ödrift faktiskt inträffat i deras nät men att inspelningsfiler saknas. Orsaken till detta är att skydden har ett begränsat minne och därför bara kan lagra ett visst antal störningar. Konsekvensen blir att gamla störningsfiler skrivs över. Rutiner för att spara in ödriftscenarion borde införas för att i framtiden kunna utföra mer noggranna analyser.

För att bättre få en uppfattning om hur frekvensderivatan varierar i kraftnätet borde analysen i avsnitt 5.7 även inkludera en relation till andelen vindkraftsproduktion och import från HVDC-länkar för att tydligare få en indikation på svängmassan i systemet. Då hade ett mer noggrant mått på frekvensderivatan kunna fastställas.

## Kapitel 8

# Slutsats

Denna studie innefattar en utvärdering om frekvensderivataskyddens funktion, tillämpning och nödvändighet i kraftsystemet. En litteraturstudie om ödrift och frekvensderivataskydd har genomförts för att i detalj förstå svårigheten med att detektera ödrift och problematiken med obefogade bortkopplingar. Genom en empirisk mätdataanalys baserad på mätdata från PMU och en frekvensstörningsdatabas har frekvensderivatans förändringar i kraftsystemet estimerats. Vidare har laborationstester på skydd och PMU utförts för att tydligare klargöra skillnader i hur olika enheter beräknar frekvensderivata.

Den empiriska mätdataanalysen visar att den estimerade frekvensderivatan stämmer väl överens med den mest noggranna PMU-modellen samt att den högsta estimerade frekvensderivatan av de fall som analyserats uppgår till 0,14 Hz/s. Äldre PMU-modeller framträder också betydligt mera spänning känsliga och detekterar därför falska spikar och oscillationer i frekvensderivatan. Laborationstesterna för samtliga provade skydd påvisade att vid konstant spänning beräknar skydden frekvensderivatan inom sin angivna felmarginal, men att de vid övriga fall påverkas för mycket av snabba spänningsförändringar för att ge ett tillförlitligt skydd mot ödrift. Den mest uppenbara skillnaden mellan fabrikaten är att Skydd 1 inte klarade av att beräkna frekvensderivata vid en tvåfasig kortslutning.

Från diskussionen om känslighet och stabilitet kan slutsatsen dras att skydden är för spänning känsliga för att ett tydligt inställningsområde, som är lämpligt för skydden, ska kunna definieras. Om ett frekvensderivataskydd skulle mäta lika noggrant som PMU-modell 3 skulle det kunna ställas in på 0,3 Hz/s och kortast möjliga tidsfördröjning. Korrelationsanalysen som utförts visar dessvärre att skydden är långt ifrån lika bra som PMU-modell 3. Spänningsförändringar yttrar sig som spikar i frekvensderivatan och skydden är även påverkade av fasskifte i spänningen. I och med detta kommer vissa av dagens frekvensderivataskydd kräva en relativt lång tidsfördröjning för att uppnå tillräcklig stabilitet och inte orsaka obefogade utlösningar. Därmed erhålls en lägre känslighet och som till följd av detta kommer vissa skydd missa att detektera ödriftscenarion med stora och kortvariga frekvensderivator. Liknande ödriftscenarion kan också anses troligt med hänsyn till dagens utbyggnad av vindkraft och annan effektelektronikbaserad produktion med låg svängmassa. Frekvensderivataskydd kan däremot användas som ett komplement till frekvens- och spänningsskydd för skydd mot ödrift. I dessa fall bör dock en tidsfördröjning på minst 0,5 s användas för att undvika obefogade utlösningar. Vilken frekvensderivatainställning som krävs för att uppnå tillräcklig känslighet förblir obestämmd men bör, enligt det analyserade ödriftscenariot i denna studie, understiga 0,75 Hz/s. Om nyare generationer frekvensderivataskydd blir mindre känsliga för spänningsförändringar kan de fungera mycket bättre som ett skydd mot ödrift. De skulle då både vara lättare att ställa in och ett mycket mer exakt

inställningsområde skulle kunna definieras.

Det bör påpekas att en mer noggrann analys hade kunnat genomföras om mer ödrifts-scenarion funnits att tillgå, prover på andra PMU-modeller hade kunnat utföras samt att frekvensderivatan som skydden registrerar hade kunnat spelats in till störningsfiler.

## 8.1 Framtida arbete

Det rekommenderade framtida arbetet kan delas in i tre huvudsektioner, frekvensförändringar i det synkrona nätet, frekvensförändringar i ödrift samt fortsatt undersökning av frekvensderivataskyddens spänningsberoende.

### 8.1.1 Kompletterande studier om frekvensderivatavariationer

Studierna om variationer i frekvensderivatan i kraftsystemet borde kompletteras genom att ställas i relation till andelen produktion med låg svängmassa, det vill säga främst import från HVDC-länkar samt vindkraft av Typ 3 och Typ 4. Från denna studie skulle frekvensderivatans storlek beroende på hur driftsituationen ser ut i nätet kunna uppskattas mer korrekt och därför ge ett mer tillförlitligt resultat. På Irland har en undersökning genomförts [38] där ett index ”Operational Metric 1” (OM1) definierats. OM1 indikerar graden av produktion utan svängmassa (vindkraft och HVDC import) som är aktuell i systemet, ekvation (8.1).

$$OM1 = \frac{P_{vind} + P_{import}}{P_{last} + P_{export}} \quad (8.1)$$

Vid OM1 60-70 %, som i framtiden förväntas på Irland, behöver derivatainställningen justeras till 1-2 Hz/s för att inte skydden ska orsaka en kaskadeffekt av utlösningar från frekvensderivataskydd. Ett liknande mått för Sveriges produktion skulle kunna ge en indikation på hur stor frekvensderivatan blir i framtiden om utbyggnaden av vindkraft fortgår. När svängmassan förändras måste också alla frekvensderivataskydd konfigureras med nya inställningsvärden.

### 8.1.2 Ytterligare undersökningar om frekvensförändringar vid ödrift

Ytterligare undersökningar om vad som verkligen händer med frekvensen i en ödrift som endast innehåller vindkraft och last borde utföras. Det är mycket oklart vad som kommer att hända med den utmatande effekten från ett vindkraftverk då den synkrona referensen försvinner då dessa enheter styrs av effektelektronik. Denna undersökning kan då fastställas om effektelektroniken klarar av att mata ut en fortsatt konstant frekvens när en ödrift initieras med mycket små effektskillnader. Studien rekommenderas att genomföras på vindkraftverk av Typ 3 och Typ 4. Lasten och svängmassan i ön bör också vara känd för att kunna dra rätt slutsatser om frekvensderivatan. På detta vis kan det även fastställas om en tidsfördröjning på 0,5 s är för lång eller ej för att detektera ödriften. Undersökningen kan även ge en bättre uppfattning om huruvida frekvens- och spänningsskydd utan frekvensderivataskydd ger ett tillräckligt skydd mot ödrift.

För att ytterligare kunna verifiera de slutsatser som dragits borde skydden testas på fler ödrifts-scenarion. Insamlingen av störningsskivarfiler av ödriftfall borde fortgå för att sedan testas på de olika skydden. Om ett fall av ödrift som upprätthållits under en längre tid än 0,5 s kan de inställningar som används idag verifieras av detta fall. Vid dessa tester borde även frekvens- och spänningsskydd vara aktiverade för att undersöka vilket av de olika skydden som först löser ut vid dessa fall av ödrift.

## 8.1. FRAMTIDA ARBETE

### 8.1.3 Utökad undersökning av frekvensderivataskyddens spänningsberoende och korrelation till PMU

För att undersöka skyddens spänningsberoende vidare borde tester av ett fasskifte i spänning genomföras. Det kan visa sig att ett fasskifte kan ge upphov till en större felaktig avvikelse i frekvensen än vad en förändring av spänningens amplitud ger. Dessa tester borde även genomföras på olika PMU-modeller för att förtydliga korrelationen mellan skydd och PMU.

Samma spänningsramptest som utförts på PMU-modell 3 och skydden borde även utföras på PMU-modell 2. Detta skulle klargöra vilket av de två antaganden i avsnitt 7.4 som är mest rimligt och en tydligare korrelation hade kunna identifierats.

### 8.1.4 Ytterligare laborationstester på flera fabrikat och modeller av frekvensderivataskydd

För att tydligare kunna avgöra frekvensderivataskyddens nödvändighet skulle ytterligare tester på andra fabrikat och modeller av frekvensderivataskydd vara nödvändig. De tester som utförts på Skydd 1 och 2 skulle då kunna genomföras på samtliga tillgängliga fabrikat och modeller. I detta fall vore det även intressant att testa ett frekvensderivataskydd som har högre noggrannhet i frekvensderivata.





## Referenser

- [1] Karta över stamnätet. Svenska kraftnät. Använd: 2014-03-20. [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/Om-oss/Var-verksamhet/Stamnatet/Kartor-over-stamnatet/>  
*Citerad på sid: 10*
- [2] (2014, feb) Europa 2020-målen. Europeiska kommissionen. [Online]. Tillgänglig: [http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index\\_sv.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_sv.htm)  
*Citerad på sid: 9*
- [3] B. Persson, "SvKFS 2005:2 - Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling," Svenska kraftnät, Vällingby, Sverige, Föreskrift, 2005, ISSN: 1402-9049. [Online]. Tillgänglig: [http://www.svk.se/Global/07\\_Tekniska\\_krav/Pdf/Foreskrifter/SvKFS2005\\_2.pdf](http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/Foreskrifter/SvKFS2005_2.pdf)  
*Citerad på sid: 11, 12, 33, 35*
- [4] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem och V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, sidd. 1387–1401, aug 2004, ISSN: 0885-8950.  
*Citerad på sid: 13*
- [5] M. Ghandhari, "Stability of Power Systems, An introduction," Kungliga Tekniska högskolan, Stockholm, Sverige, tekn. rapp., 2011.  
*Citerad på sid: 15*
- [6] "Perspektivplan 2025," Svenska kraftnät, Sundbyberg, Sverige, intern rapport, 2012. [Online]. Tillgänglig: [http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf)  
*Citerad på sid: 15*
- [7] Statnett, Fingrid, Energinet.dk och Svenska kraftnät, "Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal)," tekn. rapp., 2006. [Online]. Tillgänglig: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Systemdriftsaftale%20-%201.%20juli%202006.pdf>  
*Citerad på sid: 16*
- [8] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "Embedded Generation," IET Power and Energy, vol. 31, nr. Vol. 31, ISBN: 978-0-85296-774-4, 2000.  
*Citerad på sid: 17, 27*
- [9] J.C.M. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu och A. Morelato, "Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications," IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 153, sidd. 399–406,

- juni 2006, ISSN: 1350-2360.  
*Citerad på sid: 17*
- [10] "Integrering av vindkraft," Svenska kraftnät, Sundbyberg, Sverige, intern rapport, mars 2013. [Online]. Tillgänglig: <http://www.svk.se/PageFiles/54963/20130313-Integrering-av-vindkraft.pdf>  
*Citerad på sid: 17, 33*
- [11] L. Söder, "På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behovet av reglerkraft. Version 2.0," KTH, Stockholm, Sverige, tekn. rapp., juni 2013, ISBN: 0-7381-1667-x SS94743. [Online]. Tillgänglig: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:609917/FULLTEXT01.pdf>  
*Citerad på sid: 17*
- [12] ÅF Industries AB, "Studie av vindkraft som produktionskälla i ö-drift," Svenska kraftnät, Göteborg, Sverige, tekn. rapp., nov 2010, Rapport ID/Version: 210278\_01/2.0.  
*Citerad på sid: 17*
- [13] K. Elkington, M. Ghandhari och L. Söder, "Using Power System Stabilisers in Doubly Fed Induction Generators," Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'08), vol. 19, sidd. 1–6, dec 2008, ISBN: 978-1-4244-4162-4.  
*Citerad på sid: 17*
- [14] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems. John Wiley & Sons, Ltd, 2005, ISBN: 0-470-85508-8.  
*Citerad på sid: 18*
- [15] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic performance, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, sidd. 1302–1313, aug 1995, ISSN: 0885-8950.  
*Citerad på sid: 21*
- [16] N. Stråth, "Islanding Detection in Power Systems," Licentiatavhandling, Institutionen för industriell elektroteknik och automation, Lunds universitet, 2006, ISBN: 91-88934-42-X. [Online]. Tillgänglig: <https://www.iea.lth.se/publications/Theses/LTH-IEA-1051.pdf>  
*Citerad på sid: 25*
- [17] I. K. Hans Gulliksson, Christer Langner, "Elleveranssäkerhet Etapp 2: Reservkraft och Ö-drift i Ljungby," Utvecklingsprojekt Kronoberg, Energikontoret Sydost, Växjö, Sverige, tekn. rapp., dec 2006, Rapport ID/Version: 210278\_01/2.0. [Online]. Tillgänglig: <http://www.energikontorsydost.se/userfiles/file/Publikationer/ReservkraftO-driftLjungby.pdf>  
*Citerad på sid: 25*
- [18] Econnect Ltd, "Assessment of Islanded Operation of Distribution Networks and Measures for Protection," DTI Sustainable Energy Program, Storbritannien, tekn. rapp. ETSU K/EL/00235/REP, 2001, dTI/Pub URN 01/1119. [Online]. Tillgänglig: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.berr.gov.uk/files/file15099.pdf>  
*Citerad på sid: 25, 27, 31*
- [19] S. C. C. 21, "IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE, New York, USA, tekn. rapp., 2003, ISBN: 978-0-7381-3721-6.  
*Citerad på sid: 26, 36*

## REFERENSER

- [20] “Engineering Recommendation G59/2,” ENA Energy Networks Association, tekn. rapp., 2011. [Online]. Tillgänglig: <http://www.energynetworks.org/electricity/engineering/distributed-generation/distributed-generation.html>  
*Citerad på sid: 26, 36*
- [21] C.G. Bright, Powergen (UK), “COROCOF: comparison of rate of change of frequency protection. A solution to the detection of loss of mains,” Seventh International Conference on (IEE) Developments in Power System Protection, sidd. 70–73, apr 2001, ISSN: 0537-9989.  
*Citerad på sid: 26*
- [22] X. Ding, P.A. Crossley, “Islanding Detection for Distributed Generation,” IEEE Power Tech, sidd. 1–4, juni 2005, ISBN: 978-5-93208-034-4.  
*Citerad på sid: 26*
- [23] Mohsen Sheikholeslamzadeh, S. Sidhu Tarlochan, “Modeling, analysis, and improvement of anti-islanding relays for a radial distribution system embedding DFIG-DG wind turbines,” 25th IEEE Canadian Conference on Electrical Computer Engineering (CCECE), sidd. 1–5, apr 2012, ISBN: 978-1-4673-1432-9.  
*Citerad på sid: 26*
- [24] Pukar Mahat, Zhe Chen, Birgitte Bak-Jensen, “Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation,” Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), sidd. 2743–2748, apr 2008, ISBN: 978-7-900714-13-8.  
*Citerad på sid: 26, 28*
- [25] M. Guillot, C. Collombet, P. Bertrand, B. Gotzig, “Protection of Embedded Generation Connected to a Distribution Network and Loss of Mains Detection,” 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, vol. 4, sidd. 18–21, juni 2001, (IEE Conf. Publ No. 482), ISSN: 0537-9989.  
*Citerad på sid: 27, 43*
- [26] C.F. Ten, P.A. Crossley, “Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation,” IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008, ISBN: 978-0-86341-902-7.  
*Citerad på sid: 27, 31, 32, 33*
- [27] W. Freitas, W. Xu, C.M. Affonso, Z. Huang, “Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, sidd. 1315–1324, april 2005, ISBN: 0885-8977.  
*Citerad på sid: 27, 34*
- [28] K. Prasartsuwan, P. Jirapong, “Analysis of Islanding Detection Methods for Grid-Connected Distributed Generation in Provincial Electricity Authority Distribution Systems,” ECTI-CON International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, vol. 9, sidd. 1–4, 2012, ISBN: 978-1-4673-2026-9.  
*Citerad på sid: 27, 28, 33*
- [29] A.Beddoes, P.Thomas, M.Gosden, “Loss of Mains Protection Relay Performances when Subjected to Network Disturbances / Events,” CIRED 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, sidd. 1–5, juni 2005. [Online]. Tillgänglig:

- <http://www.eirgrid.com/media/LossofMainsProtectionRelayPerformances.pdf>  
*Citerad på sid: 27, 32*
- [30] “Wind Power and Fault Clearance. Final Report. Elforsk rapport 10:99,” tekn. rapp., april 2011. [Online]. Tillgänglig: [http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?rid=10\\_99\\_](http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?rid=10_99_)  
*Citerad på sid: 27, 35*
- [31] M.R. Alam, K.M. Muttaqi, “A Short Length Window-Based Method for Islanding Detection in Distributed Generation,” The International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN), sidd. 1–6, juni 2012, ISBN: 978-1-4673-1488-6.  
*Citerad på sid: 28*
- [32] Bohan Liu, David Thomas, Ke Jia, Malcolm Woolfson, “Advanced ROCOF protection of synchronous generator,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), sidd. 1–6, jan 2011, ISBN: 978-1-61284-219-6.  
*Citerad på sid: 28*
- [33] Hamed Golestani Far, Anthony J Rodolakis, Geza Joos, “Application of intelligent relays to the islanding protection of multiple synchronous generators,” IEEE Power and Energy Society General Meeting, sidd. 1–7, juli 2012, ISBN: 978-1-4673-2728-2.  
*Citerad på sid: 28*
- [34] Bohan Liu, David Thomas, “New islanding detection method for DFIG wind turbines,” 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), sidd. 213–217, juli 2011, ISBN: 978-1-4577-0364-5.  
*Citerad på sid: 28*
- [35] N. Hutiri, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, “Performance Comparison of Frequency Based Loss of Grid Protection Schemes,” International Universities’ Power Engineering Conference (UPEC), vol. 46, sidd. 1315–1324, 2011, ISBN: 978-3-8007-3402-3.  
*Citerad på sid: 28*
- [36] O. Raipala, A.S. Mäkinen, S. Repo och P. Järventausta, “Interaction of fault ride through and loss of mains protection,” Renewable Energy and Power Quality Journal (REPQJ), mars 2013, ISSN: 2172-038 X. [Online]. Tillgänglig: <http://www.icrepq.com/icrepq'13/330-raipala.pdf>  
*Citerad på sid: 28*
- [37] K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, P. Järventausta, “Problems related to Islanding Protection of Distributed Generation in Distribution Network,” IEEE Power Tech, nr. ISBN: 978-1-4244-2189-3, sidd. 346–472, Juli, 2007.  
*Citerad på sid: 33*
- [38] “Facilitation of Renewables WP3 Final Report,” All Island TSO, EirGrid and SoNi, Irland, tekn. rapp., 2010. [Online]. Tillgänglig: <http://www.eirgrid.com/renewables/facilitationofrenewables/>  
*Citerad på sid: 33, 37, 80*
- [39] Ye Zhihong, Amol Kolwalkar, Yu Zhang, Pengwei Du och Reigh Walling, “Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Non Detection Zone Concept,” 2003 IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference (PESC '03), vol. 4, sidd. 1735–1741, apr 2003, ISSN: 0275-9306.  
*Citerad på sid: 34*

## REFERENSER

- [40] “Anslutning av mindre produktionskällor till elnätet - AMP,” tekn. rapp., nov 2011. [Online]. Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/sv/Kompetens/webbshop/Elnat/Allmant/AMP---Anslutning-av-mindre-produktionsanlaggningar-till-elnatet/>  
*Citerad på sid: 35*
- [41] “Anslutning av större produktionskällor till elnätet - ASP,” tekn. rapp., juni 2011. [Online]. Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/sv/Kompetens/webbshop/Elnat/Allmant/ASP---Anslutning-av-storre-produktionsanlaggningar-till-elnatet/>  
*Citerad på sid: 35*
- [42] “Tekniska specifikationer RN LN reläskydd,” Vattenfall Eldistribution, Sverige, tekn. rapp., 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [43] “Tekniska krav vid anslutning av vindkraftverk till 10/20/30 kV nätet,” Fortum Eldistribution, Sverige, teknisk specifikation, juni 2011, rev. 6 RN2104-10122.  
*Citerad på sid: 35*
- [44] “Riktlinjer för anslutning av produktionskällor > 63 A,” E.ON Elnät, Sverige, tekn. rapp., feb 2010, Använd: 2014-02-06. [Online]. Tillgänglig: [http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/privatkund/kundservice/Anslut\\_elproduktion/Riktlinjer\\_for\\_anslutning\\_av\\_prod\\_63A.pdf](http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/privatkund/kundservice/Anslut_elproduktion/Riktlinjer_for_anslutning_av_prod_63A.pdf)  
*Citerad på sid: 35*
- [45] Niklas Stråth, E.ON Elnät, mejlkonversation 10 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [46] Anders Petterson, Skellefteå Kraft Elnät, telefonsamtal 26 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [47] Lennart Nilsson, PiteEnergi, telefonsamtal 12 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [48] Lena Nilsson, Boden Energi Nät, mejlkonversation 26 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [49] Roger Berggren, Luleå Energi Elnät, mejlkonversation 16 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [50] Krister Wiström, Umeå Energi Elnät, telefonsamtal 14 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [51] Melcher Falkenberg, Jämtkraft Elnät, telefonsamtal 10 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [52] Torbjörn Strömberg, Härjeåns Nät, telefonsamtal 14 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [53] Härjeåns Nät. Småskalig elproducent max 63 A - Information till dig som vill producera din egen el. Använd: 2014-05-19. [Online]. Tillgänglig: [http://www.harjeans.se/core/files/smaskalig\\_elproduktion-120124-web.pdf](http://www.harjeans.se/core/files/smaskalig_elproduktion-120124-web.pdf)  
*Citerad på sid: 35*
- [54] Per Perjos, Malungs Elnät, telefonsamtal 29 april 2014.  
*Citerad på sid: 35*

- [55] Bengt Sellner, Dala Energi Elnät, telefonsamtal 10 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [56] Tommy Nilsson, Västerbergslagens Elnät, telefonsamtal 10 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [57] Krister Johansson, Falu Elnät, telefonsamtal 12 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [58] Christer Liljegren, Gotlands Energi, telefonsamtal 10 mars 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [59] Niklas Almgren, Göteborg Energi Nät, telefonsamtal 16 april 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [60] Håkan Svensson, Varberg Energi, telefonsamtal 16 april 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [61] Ulf Thomasson, Fortum, mejlkonversation 16 maj 2014.  
*Citerad på sid: 35*
- [62] “Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW,” Energinet, Danmark, tekn. rapp., sept 2010, rev 4.1, dok.nr. 55986/10. Använd: 2014-02-06. [Online]. Tillgänglig: [https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/55986-10\\_v1\\_Grid%20Code%203%202%205\\_v%204%201-30%20%20September%202010.pdf](https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/55986-10_v1_Grid%20Code%203%202%205_v%204%201-30%20%20September%202010.pdf)  
*Citerad på sid: 36*
- [63] “EN 50438:2007 Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks,” CENELEC, tekn. rapp., jan 2007. [Online]. Tillgänglig: [https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/55986-10\\_v1\\_Grid%20Code%203%202%205\\_v%204%201-30%20%20September%202010.pdf](https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/El/55986-10_v1_Grid%20Code%203%202%205_v%204%201-30%20%20September%202010.pdf)  
*Citerad på sid: 36*
- [64] “Specifications for the Operational Performance of Power Generating Facilities VJV2013,” Fingrid, Finland, tekn. rapp., sept 2013.  
*Citerad på sid: 36*
- [65] “Connection of micro-generation to the electricity distribution network - Network recommendation YA9:09,” Finsk Energiindustri, Finland, tekn. rapp., sept 2009, Använd: 2014-02-06. [Online]. Tillgänglig: [http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotato\\_connection\\_of\\_micro-generation\\_to\\_the\\_electricity\\_distribution\\_network.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotato_connection_of_micro-generation_to_the_electricity_distribution_network.pdf)  
*Citerad på sid: 36*
- [66] “System Requirements for Wind Power Plants 261-2008, ISBN: 978-82-432-0592-5,” EnergiNorge, Norge, tekn. rapp., 2008, DERlab Report No. R- 004.0. [Online]. Tillgänglig: <http://www.energinorge.no/ny-fornybar-energi/system-requirements-for-wind-power-plants-article6821-141.html?articleID=6821&categoryID=141>  
*Citerad på sid: 36*

## REFERENSER

- [67] “International White Book on DER Protection: Review and Testing Procedures,” DERlab European Distributed Energy Resources Laboratories, tekn. rapp., dec 2011, DERlab rapport nr. R- 004.0. [Online]. Tillgänglig: [http://www.derlab.net/downloads/noe\\_004\\_protection.pdf](http://www.derlab.net/downloads/noe_004_protection.pdf)  
*Citerad på sid: 36*
- [68] “The Distribution Code,” ENA Energy Networks Association, tekn. rapp., feb 2014, utg. 22. [Online]. Tillgänglig: <http://www.dcode.org.uk/the-distribution-code/>  
*Citerad på sid: 36*
- [69] “Engineering Recommendation G83/2,” ENA Energy Networks Association, tekn. rapp., 2012. [Online]. Tillgänglig: <http://www.energynetworks.org/electricity/engineering/distributed-generation/distributed-generation.html>  
*Citerad på sid: 36*
- [70] “Future G59 and G83 protection requirements - open Letter to key generator stakeholders,” ENA Energy Networks Association, tekn. rapp., jan 2013. [Online]. Tillgänglig: <http://www.eca.co.uk/training-news-and-events/member-news/eca-circulars-member-news/technical/circular-25-2013-ena-open-letter-on-g83-and-g59-protection-requirements/>  
*Citerad på sid: 36*
- [71] “Grid Code,” SoNi, Storbritannien, tekn. rapp., okt 2013, 79663267.3. [Online]. Tillgänglig: <http://www.soni.ltd.uk/Operations/GridCodes/>  
*Citerad på sid: 36*
- [72] “Distribution Code,” Distribution System Operator ESB Networks, Storbritannien, tekn. rapp., okt 2007, Version V2.0. [Online]. Tillgänglig: <http://www.esb.ie/esbnetworks/ga/downloads/Distribution-Code.pdf>  
*Citerad på sid: 36*
- [73] “EirGrid Grid code,” EirGrid, Irland, tekn. rapp., okt 2013, Version 5.0. [Online]. Tillgänglig: <http://www.eirgrid.com/operations/gridcode/>  
*Citerad på sid: 36*
- [74] “Northern Ireland System Separation Studies,” EirGrid, SoNi, Irland, tekn. rapp., nov 2012. [Online]. Tillgänglig: <http://www.eirgrid.com/media/Northern%20Ireland%20System%20Seperation%20Studies%202012.pdf>  
*Citerad på sid: 37*
- [75] “Grid Code Amendments Consultation Paper: Rate of Change of Frequency (RoCoF),” SoNi, Irland, tekn. rapp., juli 2012. [Online]. Tillgänglig: <http://www.soni.ltd.uk/Operations/GridCodes/documentation/modifications/>  
*Citerad på sid: 37*
- [76] A. Rogers, “Form GC1, Proposal of Modification to Grid Code - Rate of Change of Frequency,” EirGrid, Dublin, Irland, tekn. rapp., sept 2012. [Online]. Tillgänglig: <http://www.eirgrid.com/media/MPID%20229%20RATE%20OF%20CHANGE%20OF%20FREQUENCY.PDF>  
*Citerad på sid: 37*
- [77] “DS3 Rate of Change of Frequency Modification Recommendation to the CER,” EirGrid, SoNi, Irland, tekn. rapp., dec 2012. [Online]. Tillgänglig:

- <http://www.eirgrid.com/media/DS3RoCoFRecommendationLetterToCER.pdf>  
*Citerad på sid: 37*
- [78] “Network code on Requirements for Grid Connection applicable to all Generators,” European network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Irland, tekn. rapp., juni 2012. [Online]. Tillgänglig: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/>  
*Citerad på sid: 37*
- [79] Feeder Protection and Control REF615 IEC Technical Manual, ABB, jan 2014, använd: 2014-02-12. [Online]. Tillgänglig: <http://www.abb.com/product/db0003db004281/c12573e700330419c12573cc00431e30.aspx>  
*Citerad på sid: 38, 39*
- [80] VAMP 255, VAMP 230 Feeder and Motor Manager, Schneider-Electric, V255/en M/A026.  
*Citerad på sid: 38, 39, 40, 41*
- [81] MiCOM P132 Feeder Management and Bay Control Technical Manual, Schneider-Electric, jan 2014, P132/EN M/Cm7.  
*Citerad på sid: 38, 42, 43*
- [82] Sepam series 80 Protection, metering and control functions, Schneider-Electric, okt 2009, SEPED303001EN.  
*Citerad på sid: 38, 43, 44*
- [83] Overcurrent Protection / 7SJ62 SIPROTEC 4 7SJ62 multifunction protection relay, Siemens, utg. 7.  
*Citerad på sid: 38, 44*
- [84] (2012, jan) Alstom and Schneider Electric finalise the acquisition of the transmission and distribution business of Areva. Använd: 2014-03-15. [Online]. Tillgänglig: <http://www.alstom.com/press-centre/2010/6/alstom-and-schneider-electric-finalise-the-acquisition-of-the-transmission-and-distribution-business-of-areva/>  
*Citerad på sid: 42*
- [85] Nord Pool Spot. [Online]. Tillgänglig: <http://www.nordpoolspot.com/>  
*Citerad på sid: 46*
- [86] I-S. S. Board, “IEEE Standard C37.111-1999 (R2005) Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems (revision av IEEE Standard C37.111-1999),” IEEE, New York, USA, tekn. rapp., juni 2012, ISBN: 0-7381-1667-x SS94743.  
*Citerad på sid: 61*
- [87] SIGRA 4 Powerful Analysis of all Protection Fault Records. <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/engineering-evaluation-diagnostic-software/pages/sigra-4.aspx>.  
*Citerad på sid: 68*
- [88] PSS<sup>®</sup>E 33.5 Program Application Guide Volume 1, Siemens, okt 2013.  
*Citerad på sid: 95*



## REFERENSER

- [89] PSS®E 33.5 Model Library, Siemens, okt 2013.  
*Citerad på sid: 96, 97*
- [90] P. Glantz, “Dynamisk modellering av vindkraft,” Examensarbete, Uppsala universitet, feb 2013. [Online]. Tillgänglig: <http://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:611473/FULLTEXT01.pdf>  
*Citerad på sid: 97*



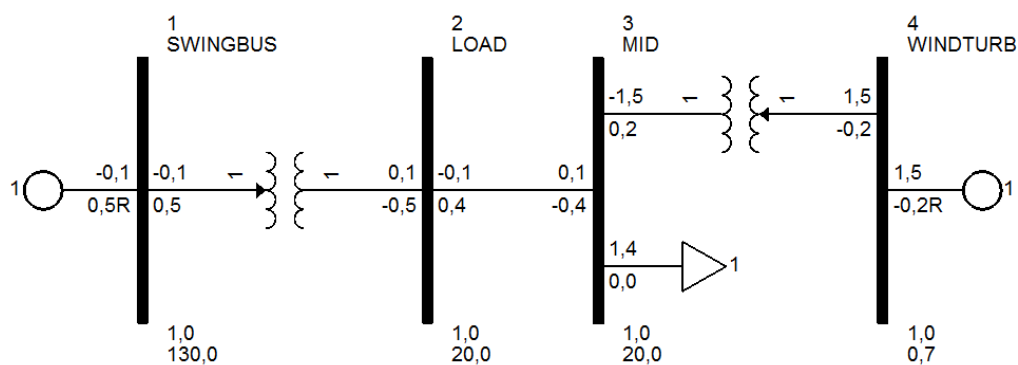
## Bilaga A

# Simuleringar av ödrift i PSS<sup>®</sup>E

Syftet med att utföra ödriftsimuleringar var att undersöka hur frekvensen förändras när en ödrift bildas. Produktionen i ön valdes att till största del bestå av Typ 3 vindkraftverk för att efterlikna ett mycket troligt scenario där en vindkraftpark försörjer en mindre last. Från resultaten var tanken att komma fram till en slutsats om vilka inställningsvärden på frekvensderivata och tidsfördröjning som var lämpliga för skydden för att uppnå optimal känslighet och stabilitet. Simuleringsfiler skulle sedan ha kunnat testats i skydden för att verifiera att de med de valda inställningsvärdena skulle kunna detektera ödriften.

### A.1 Modell av kraftsystem

Det kraftsystem som användes vid simulering var ett enkelt testsystem. Detta gjordes för att verifiera att simuleringmodellerna ger ett rimligt resultat innan ett mer komplext simuleringssystem används. Figur A.1 visar den kraftsystemmodell som användes.

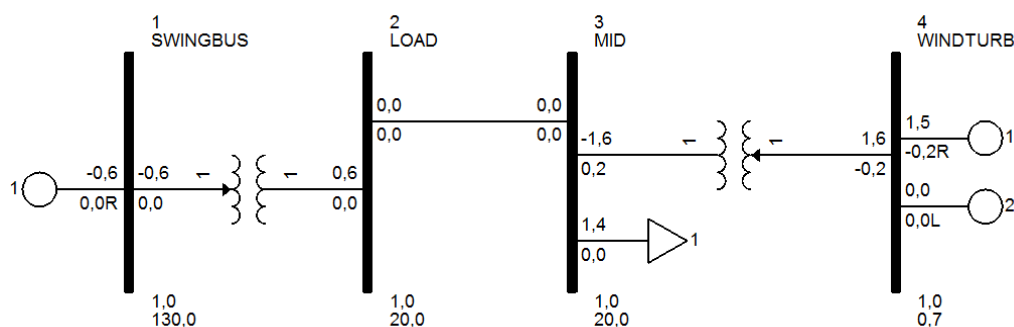


Figur A.1. Kraftsystemmodell som använts vid simulering av ödrift i PSS<sup>®</sup>E.

Systemet har fyra noder med tre olika spänningsnivåer. Vindkraftverket är placerat på Nod 4 med en spänningsnivå på  $0,69$  kV. Spänningen vid denna nod transformeras upp till  $20$  kV med hjälp av en transformator. Vid Nod 3 placeras en last och vid Nod 1 placeras en synkrongenerator som representerar överliggande nät. För att representera ett starkt nät modelleras generatoren med en nod som kan leverera oändlig effekt utan tidsfördröjning. Överliggande nät är bestämt att ha en spänningsnivå på  $130$  kV.

Tanken var att ha en lägre last jämfört med den effekt som vindkraftverket producerar. Resterande effekt skall matas ut på det överliggande nät. När systemet befinner sig i en jämviktpunkt kopplas Nod 1 bort. Nu uppstår det en ödrift med en initial effektobalans. Vindkraftverket måste då förändra sin produktion för att möta lastens effektbehov. Målet var sedan att studera frekvensen vid olika simulerade nivåer av aktiv och reaktiv effektobalans.

Efter ödriftsimuleringar genomförts på testnätet med endast vindkraftproduktion, ansågs resultaten vara avvikande, se avsnitt 1.3.1. I en diskussion med Siemens PTI framkom att vindkraftsmodeller för Typ 3 och Typ 4 behöver en synkron referens för att fungera korrekt. Ytterligare en synkron generator inkluderades vid samma nod som vindkraftverket, figur A.2. Det beslutades att synkrongeneratoren skulle ha lågt tröghetsmoment för att inte märkvärt påverka svängmassan i ödriften. Detta gjordes med förhoppningen om att simuleringresultaten skulle bli mer rimliga då vindkraftverket får en synkron referens i synkrongeneratoren. Det tidssteg som användes under alla simuleringar var 0,01 s.



**Figur A.2.** Kraftsystemmodell med extra synkrongenerator som använts vid simulering av ödrift i PSS®E.

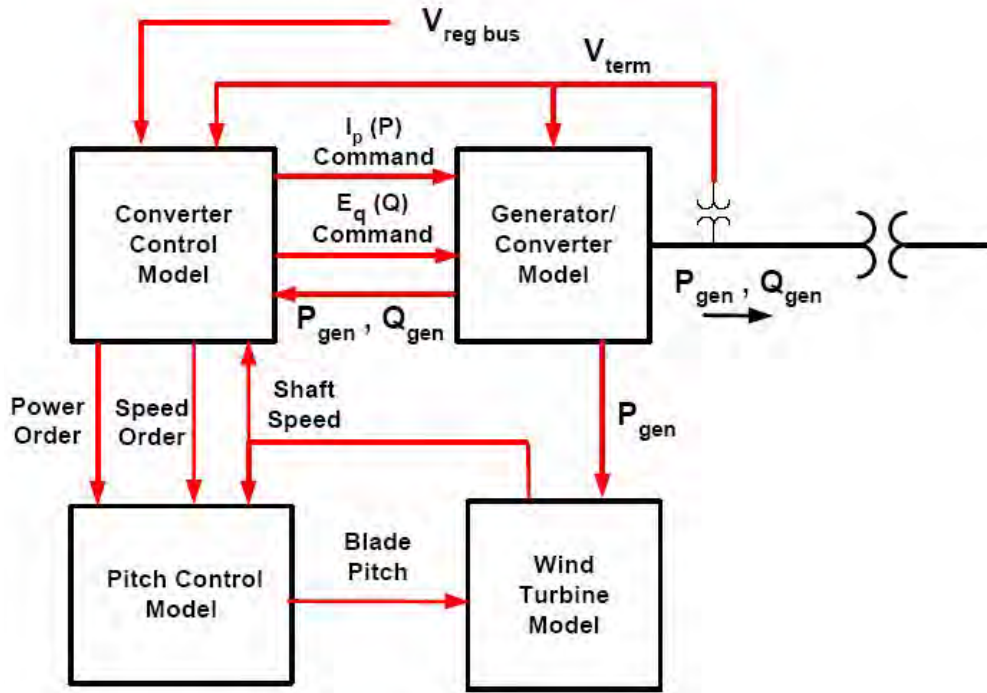
## A.2 Modeller

Alla modeller som användes i simuleringarna var förkonstruerade modeller i PSS®E. Nedan beskrivs de olika modellerna.

### A.2.1 Vindkraftmodell Typ 3

Den generiska modellen av DFIG i PSS®E är uppbyggd av fyra mindre modeller. Generatormodell (WT3G2), elektrisk omriktarmodell (WT3E1), mekanisk turbinmodell (WT3T1) och pitchmodell (WT3P1), figur A.3.

## A.2. MODELLER



Figur A.3. Modell för vindkraftverk av Typ 3 som använts i ödriftsimuleringar [88].

De olika modellerna beräknar och utbyter data med varandra för att tillsammans beräkna den genererade aktiva och reaktiva effekten. Modellen kan ställas in för att representera ett eller flera vindkraftverk genom att förändra parametrarna.

### A.2.2 Lastmodell (IEELBL)

Lasten i systemet modelleras som spännings- och frekvensberoende genom användande av lastmodellen IEELBL. Effekten som förbrukas av lasten beskrivs i (A.1) och (A.2).

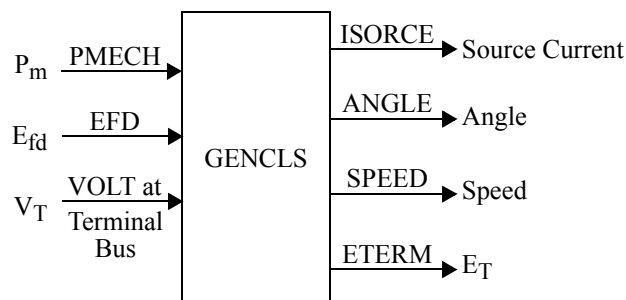
$$P = P_{LOAD} (a_1 v^{n_1} + a_2 v^{n_2} + a_3 v^{n_3}) (1 + a_7 \Delta f) \quad (\text{A.1})$$

$$Q = Q_{LOAD} (a_4 v^{n_4} + a_5 v^{n_5} + a_6 v^{n_6}) (1 + a_8 \Delta f) \quad (\text{A.2})$$

där  $a_1 \dots a_6$  och  $n_1 \dots n_6$  anger spänningsberoende och  $a_7 \dots a_8$  anger frekvensberoende. Konstanterna kan anges till både positiva och negativa decimaltal samt noll.

### A.2.3 Synkrongenerator (GENCLS och GENSAL)

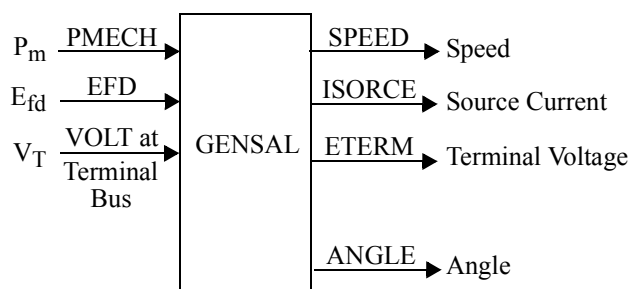
Två stycken synkrongeneratorer användes i simuleringarna. För att representera överliggande nät användes en klassisk modell av en synkrongenerator. Ingångar och utgångar för den klassiska generatorn visas i figur A.4.



Figur A.4. Ingångar och utgångar för klassisk generatormodell, GENCLS [89].

GENCLS har två parametrar som kan ställas in, tröghetskonstanten och generatorns dämpning. För att representera modellen som överliggande nät ställs både trögheten och dämpningen till noll. Den klassiska modellen används utan AVR och generatorregulator.

Synkrongeneratoren som är placerad vid vindkraftverket modelleras som en generator med utpräglade poler. Vanligtvis är det den typen som används i vattenkraftverk. Ingångar och utgångar för generatoren med utpräglade poler visas i figur A.5



Figur A.5. Ingångar och utgångar för generatormodell med utpräglade poler, GENSAL [89].

GENSAL är en mer komplex modell jämfört med den klassiska modellen. GENSAL har 12 parametrar där bland annat tröghetskonstant, dämpning, reaktanser i både q- och d-axel, tidskonstanter och mätningskonstanter kan bestämmas. Till generatormodellen GENSAL används AVR-modell SEXS (Simplified Excitation System) som reglerar spänningen och generatorregulator HYGGOV (Hydro Turbine Governor) som reglerar den aktiva effekten.

#### A.2.4 Ledningar

Den ledning som använts mellan Nod 2 och 3 har modellerats som en nollimpedansledning. En nollimpedansledning innehar endast en liten och försumbar impedans angivet i per unit. Ledningsmotståndet är inte frekvens- eller spänningsberoende.

#### A.2.5 Transformatorer

Det finns två transformatorer i systemet. Transformatorerna modelleras som en resistans och en reaktans angivna i per unit. Viktigt är att multiplicera basen (MBASE) för transformator

### A.3. SIMULERINGSRESULTAT

och ledare som ansluter vindkraftverket, med antalet vindkraftverk för att modellen skall ge en korrekt representation.

#### A.2.6 Modellparametrar

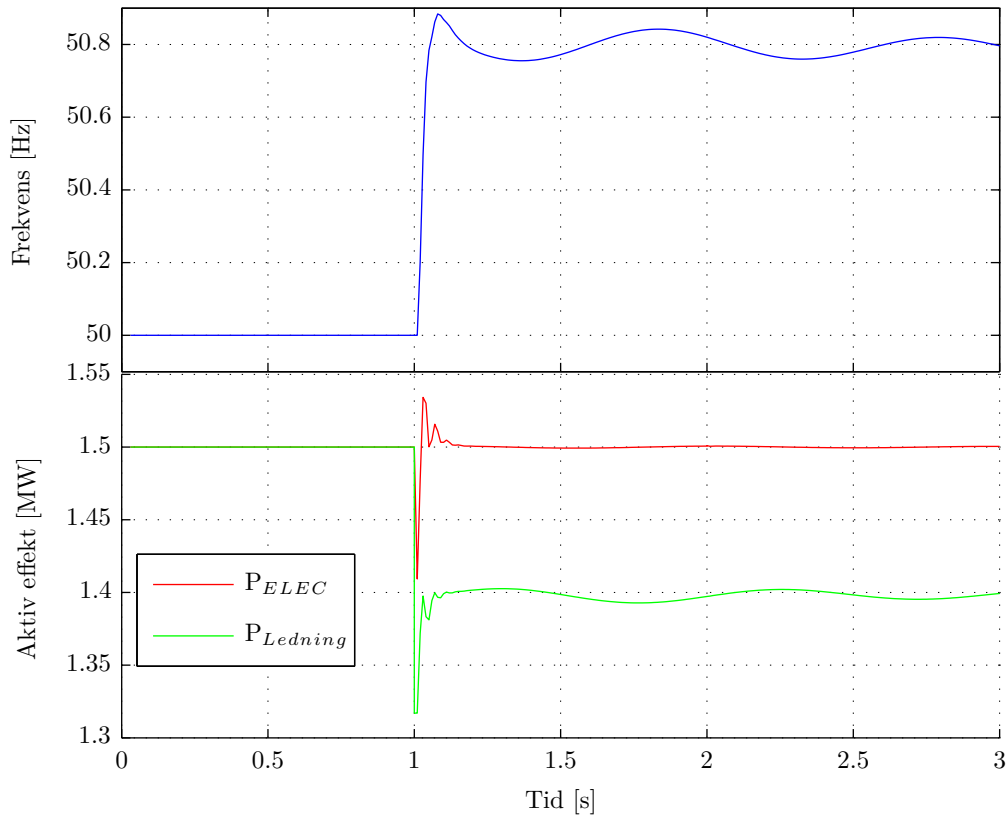
I tabell B.1 i bilaga B anges de modellparametrar som angavs före effektlödesanalys (Newton-Raphson). Den genererade aktiva effekten  $P_{GEN}$  för GENCLS samt den reaktiva effekten  $Q_{GEN}$  för samtliga generatorer är beräknad via effektlödesanalys. I samma bilaga finns tabell B.2-B.10 som anger värden på de modellparametrar som använts under de dynamiska simuleringarna. Tabellerna är strukturerade att visa ICONS högst upp och CONS nedanför. Beskrivningarna är hämtade från PSS<sup>®</sup>E manual [89]. Parametervärden för vindkraft av Typ 3 är influerad från [90] och för synkrongeneratorer från diskussioner med personal på Svenska kraftnät.

### A.3 Simuleringsresultat

Resultatet delas upp efter fem olika simuleringsförsök som genomfördes för att finna rimliga resultat.

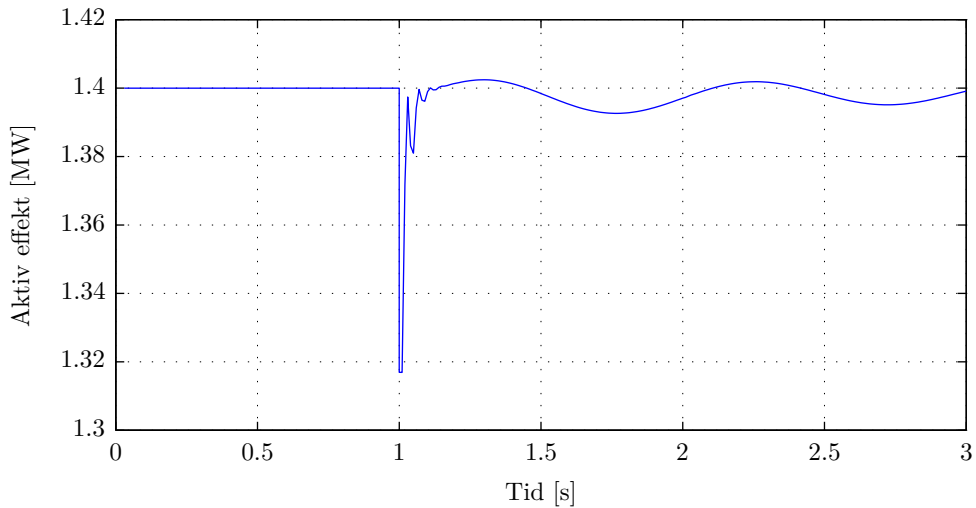
#### A.3.1 Endast vindkraft

Simulering med endast vindkraftproduktion i ödriften visas i figur A.6. Bortkoppling av ovanstående nät sker vid 1 s.  $P_{ELEC}$  är den elektriska effekten i vindkraftgeneratoren och  $P_{Ledning}$  är den effekt som överförs på ledningen mellan vindkraftverket och lasten. Anledningen till varför  $P_{ELEC}$  återgår till 1,5 MW är oklar. Det uppstår en effektskillnad mellan det som produceras i vindkraftverket samt det som överförs på ledningen. Det är oklart vart resterande 0,1 MW försvinner. Analys av förluskällor har genomförts utan resultat. Frekvensen stabiliserar sig efter ett insvängningsförlopp till ungefär 50,8 Hz.



Figur A.6. Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med endast DFIG.

Den aktiva effekt som lasten förbrukar visas i figur A.7.



Figur A.7. Aktiv effekt som lasten förbrukar vid ödriftsimuleringar med endast DFIG.



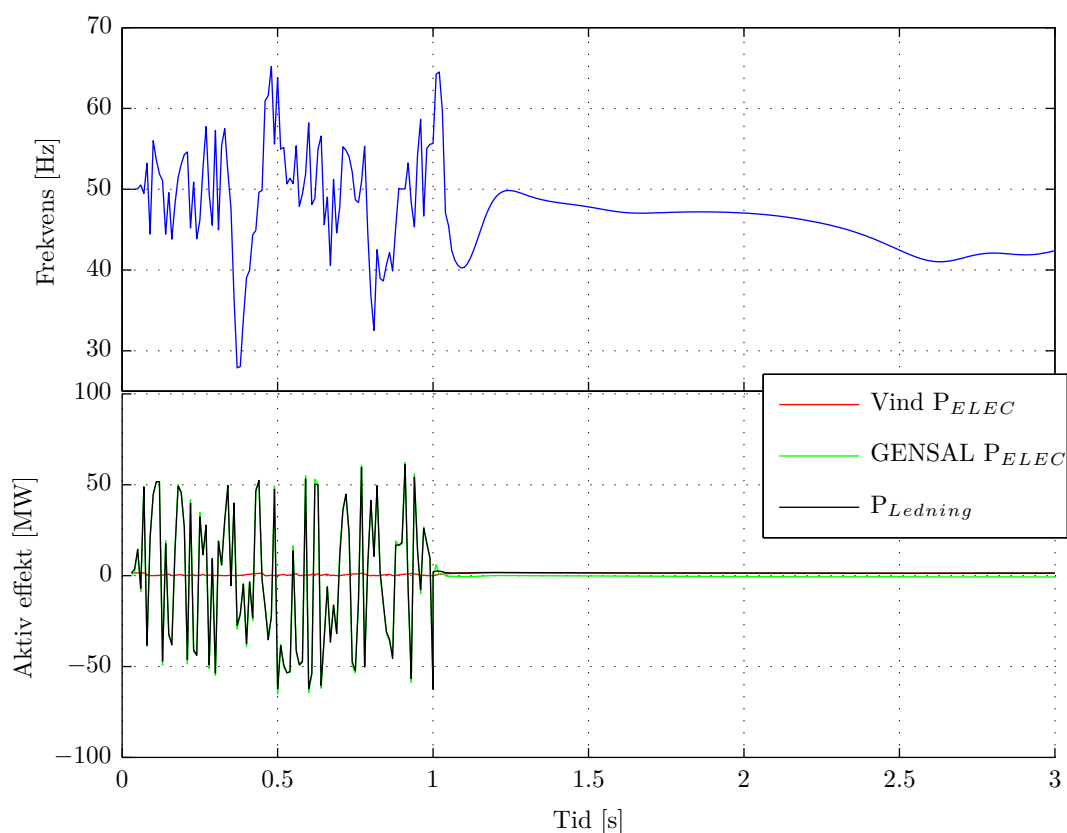
### A.3. SIMULERINGSRESULTAT

#### A.3.2 Vindkraft och synkrongenerator utan tröghetsmoment

Simuleringar genomfördes först utan tröghetsmoment för synkrongeneratoren genom att sätta  $H = 0$ . Simuleringsprogrammet kollapsade på grund av att variabler antog oändliga värden.

#### A.3.3 Vindkraft och synkrongenerator med lågt tröghetsmoment

För att undvika problemet med oändliga värden bestämdes tröghetsmomentet för synkrongeneratoren istället till ett lågt värde nära noll.  $H$  för GENSAL förändrades till 0,01 p.u. Detta ska inte förändra svängmassan märkvärt. Resultatet för simuleringarna visas i figur A.8.



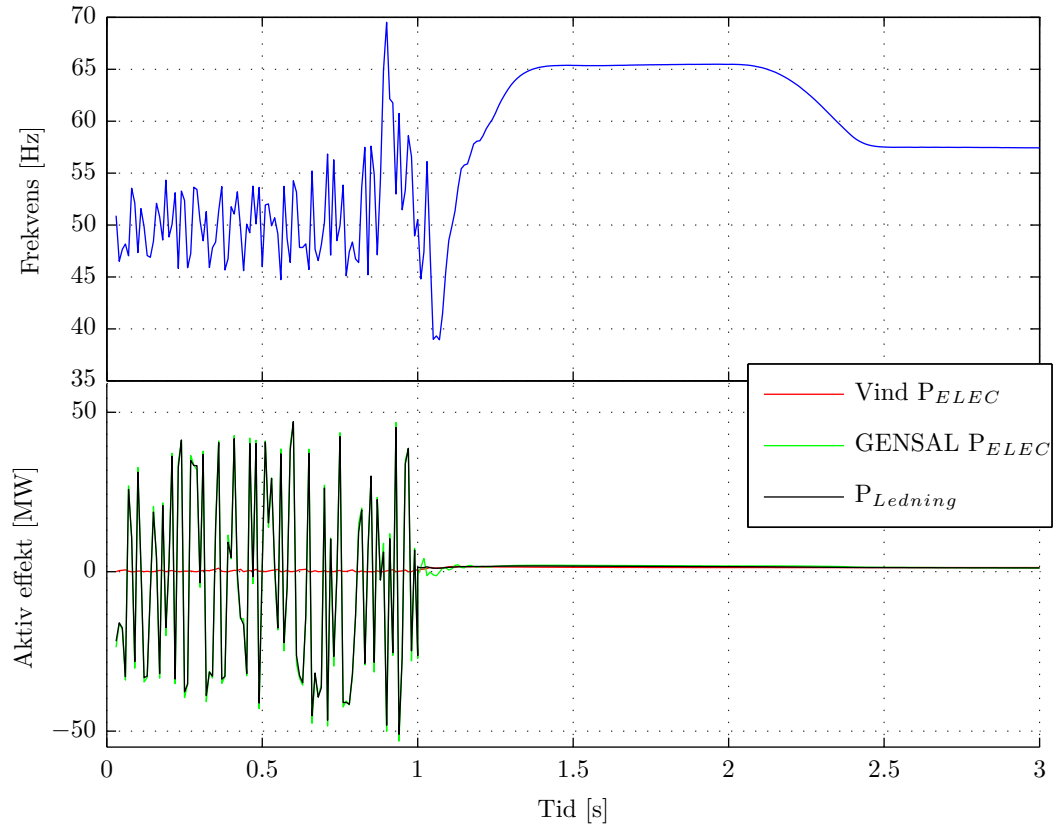
Figur A.8. Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL.

I figuren framgår det att den aktiva effekten för synkrongeneratoren oscillerar och därmed också effekten på ledningen. Då lasten i systemet uppgår till ungefär 1,4 MW tycks effektöverföring på 50 MW vara relativt stor. Detta är exceptionellt då den angivna maximeffekt som synkrongeneratoren kan leverera är inställd till 1 MW.

#### A.3.4 Vindkraft och synkrongenerator utan AVR och generatorregulator

För att utesluta problem med inställning av regulatorerna genomfördes simuleringar av synkrongeneratoren utan någon ytterligare regulator. Synkrongeneratoren användes fortfarande

med en tröghetskonstant på 0,01 p.u. Figur A.9 visar att amplituden på effektoscillationerna är något lägre men fortfarande relativt stora jämfört med lasten på 1,4 MW.

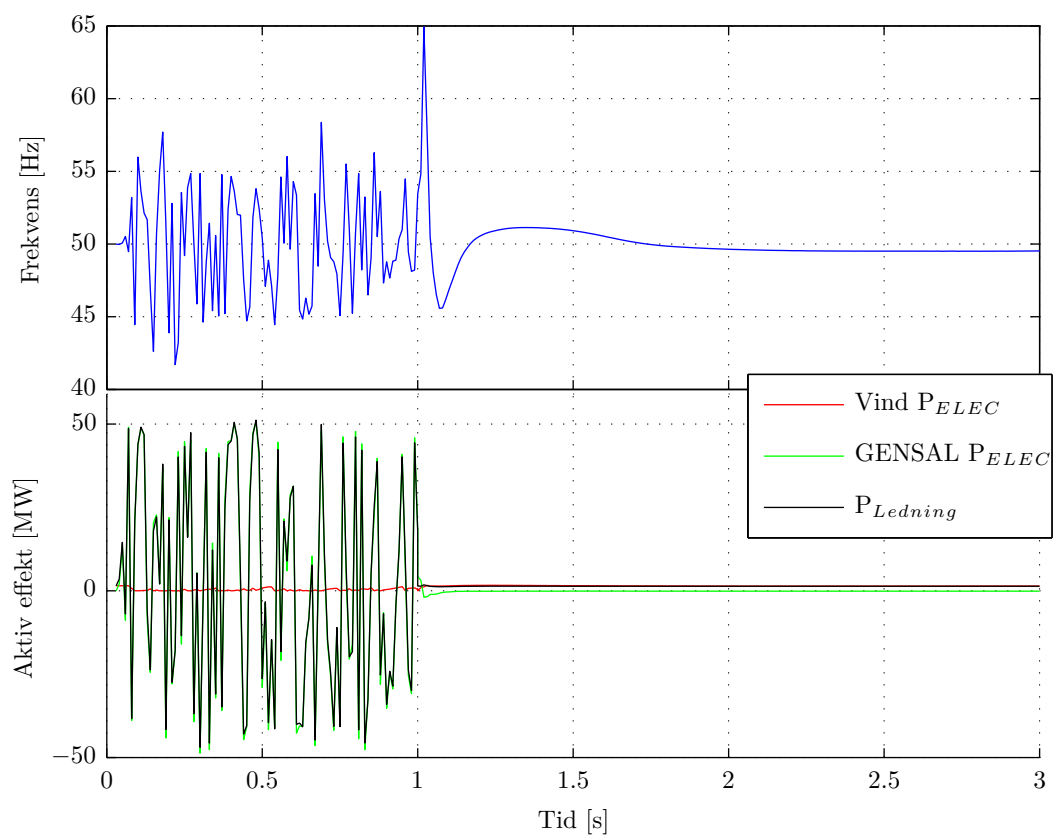


**Figur A.9.** Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL utan AVR och generatorregulator.

### A.3.5 Vindkraft och synkrongenerator utan AVR och generatorregulator samt last modellerad som konstant effekt

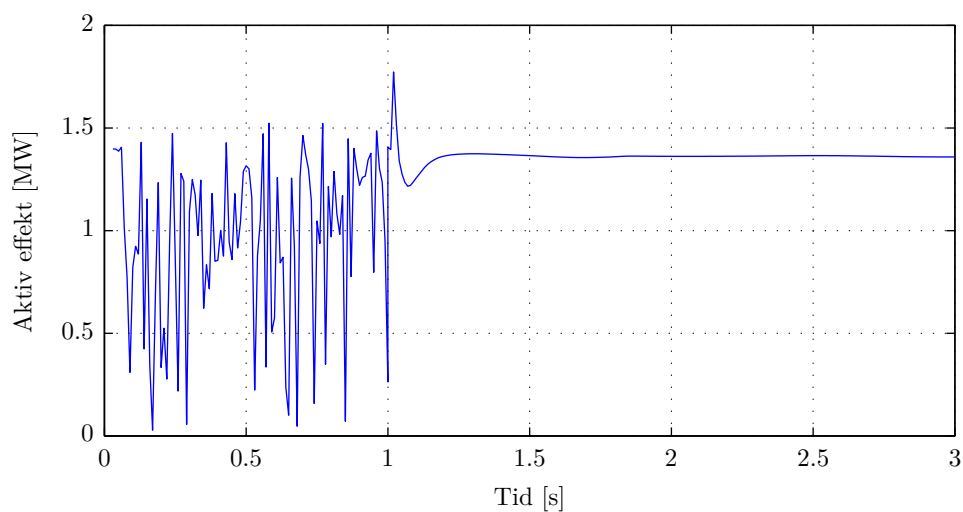
Simuleringar genomfördes utan lastmodell IEELBL för att undersöka dess påverkan. Lasten modellerades istället enligt konstant effekt där den inte beror av spänningen på nätet. I figur A.10 visas simuleringsresultat då lasten modelleras statistiskt enligt konstant effekt.

### A.3. SIMULERINGSRESULTAT



**Figur A.10.** Frekvens och aktiv effekt från simulering av ödrift med DFIG och GENSAL utan AVR och generatorregulator samt last modellerad enligt konstant effekt.

Lastens förbrukning av aktiv effekt visas i figur A.11.



**Figur A.11.** Förbrukning då lasten modelleras enligt konstant effekt.

## A.4 Diskussion

Det syns från samtliga simuleringar med synkrogenerator GENSAL att systemet inte är stabilt före bortkoppling av överliggande nät. Synkrogeneratoren producerar ibland 50 gånger sin valda maximala effekt. En trolig anledning till dessa oscillationer är att en synkrogenerator inte kan simuleras med mycket lågt tröghetsmoment. Används ett större tröghetsmoment kommer inte effekten att oscillera lika mycket, men då kommer svängmassan som införs i systemet att påverka resultatet av frekvensförändringen.

Ytterligare ett frågetecken med simuleringarna var att den elektriska effekten för vindkraftgeneratoren alltid återgick till märkeffekt, även fast det inte är teoretiskt möjligt. Simuleringar med andra effektobalanser än 0,1 MW efter bortkopplingen har genomförts men fortfarande återgår  $P_{ELEC}$  till ursprungsvärde.

Trovärdigheten av frekvensförändringarna när ödriften bildas är mycket svåra att uppskatta, även om stigtiden för frekvensen i figur A.6 liknar den beräknade frekvensen från SIGRA i figur 6.12.

Flera andra typer av simuleringar har genomförts för att nå mer rimliga svar från modellen. Näten har simulerats med högre impedans, synkrogeneratoren har simulerats med andra modeller samt högre total produktion och last har använts. Alla simuleringar har resulterat i liknande resultat.

Dessa oklarheter ledde till att beslut togs om att simulering av ödrift inte skulle inkluderas i examensarbetet utan endast ingå som en bilaga. Resultaten från simuleringarna kan vara vilseledande och leda till att felaktiga slutsatser om lämpliga skyddsinställningar.

## Bilaga B

# Modellparametrar för PSS<sup>®</sup>E

Nedan visas samtliga modellparametrar som användes vid simulering i PSS<sup>®</sup>E.

**Tabell B.1.** Parametervärden vid effektflödesanalys

Parameter	Värde	Förklaring
VINDKRAFT		
$P_{GEN}$	1,5	Active power [MW]
$P_{MAX}$	1,5	Maximal power [MW]
$P_{MIN}$	0,105	Minimal power [MW]
$Q_{GEN}$	-0,1931	Reactive power [MW]
$Q_{MAX}$	0,493	Maximal power [MW]
$Q_{MIN}$	-0,493	Minimal power [MW]
$M_{BASE}$	1,67	Base power [MW]
$X_{Source}$	0,8	Reactance [p.u.]
	+, - Q limits based on WPF	Wind machine Control Mode
GENSAL		
$P_{GEN}$	0	Active power [MW]
$P_{MAX}$	1	Maximal power [MW]
$P_{MIN}$	0	Minimal power [MW]
$Q_{GEN}$	0	Reactive power [MW]
$Q_{MAX}$	1	Maximal power [MW]
$Q_{MIN}$	0	Minimal power [MW]
$M_{BASE}$	100	Base power [MW]
$X_{Source}$	1	Reactance [p.u.]
GENCLS		
$P_{GEN}$	-0,5539	Active power [MW]

forts. nästa sida

BILAGA B. MODELLPARAMETRAR FÖR PSS®E

Tabell B.1. (forts.)

Parameter	Värde	Förklaring
$P_{MAX}$	9999	Maximal power [MW]
$P_{MIN}$	-9999	Minimal power [MW]
$Q_{GEN}$	0	Reactive power [MW]
$Q_{MAX}$	9999	Maximal power [MW]
$Q_{MIN}$	-9999	Minimal power [MW]
$M_{BASE}$	100	Base power [MW]
$X_{Source}$	1	Reactance [p.u.]
LAST		
$P_{LOAD}$	1,4	Active power [MW]
$Q_{LOAD}$	0	Reactive power [MW]
LEDNING		
$X$	0,0001	Reactance [p.u.]
TRANSFORMATOR VINDKRAFT		
$R$	0,0089	Resistance [p.u.]
$X$	0,0668	Reactance [p.u.]
$M_{BASE}$	1,75	Base power [MW]
TRANSFORMATOR SWINGBUS		
$R$	0	Resistance [p.u.]
$X$	0,0001	Reactance [p.u.]
$M_{BASE}$	100	Base power [MW]

Tabell B.2. Modellparametrar för den klassiska generatormodellen (GENCLS)

Parameter	Värde	Förklaring
GENCLS		
$H$	0	Inertia
$D$	0	Damping

**Tabell B.3.** Modellparametrar för modellen av generatormodellen med utpräglade poler (GENSAL)

Parameter	Värde	Förklaring
GENSAL		
$T'_{do}(> 0)sec$	5,28	Inertia Damping
$T''_{do}(> 0)sec$	0,11	
$T''_{qo}(> 0)sec$	0,13	
$H$	0*	
$D$	0	
$X_d$	0,909	

\* förändrades senare till 0,001

**Tabell B.4.** Modellparametrar till AVR för generator med utpräglade poler (SEXS)

Parameter	Värde	Förklaring
SEXS		
$T_A/T_B$	0,4	(sec)
$T_B(> 0)$	10	
$K$	60	(sec)
$T_E$	0,05	
$E_{MIN}$	0	(pu on EFD base)
$E_{MAX}$	4	(pu on EFD base)

**Tabell B.7.** Modellparametrar för vindkraftverkets elektriska modell (WT3E1)

Parameter	Värde	Förklaring
WT3E1		
#	4	Remote bus number
$VARFLG$	0,02	=0 Const. Q ctrl, =1 reactive power ctrl, = -1 const. pf ctrl
$VLTFLAG$	0,02	0 - bypass terminal voltage control, else 1 or 2
#	0	From bus of the interconnection transformer
#	0	To bus of the interconnection transformer
#	0	Interconnection transformer ID
$T_{fv}$	0,15	Filter time constant in voltage regulator (sec)
$K_{pv}$	18	Proportional gain in voltage regulator (pu)
$K_{IV}$	5	Integrator gain in voltage regulator (pu)
$X_c$	0	Line drop compensation reactance (pu)

forts. nästa sida

BILAGA B. MODELLPARAMETRAR FÖR PSS®E

Tabell B.7. (forts.)

Parameter	Värde	Förklaring
$T_{FP}$	0,05	Filter time constant in torque regulator
$K_{pp}$	3	Proportional gain in torque regulator (pu)
$K_{IP}$	0,6	Integrator gain in torque regulator (pu)
$P_{MX}$	1,12	Max limit in torque regulator (pu)
$P_{MN}$	0,04	Min limit in torque regulator (pu)
$Q_{MX}$	0,295	Max limit in voltage regulator (pu)
$Q_{MN}$	-0,295	Min limit in voltage regulator (pu)
$IP_{MAX}$	1,12	Max active current limit
$T_{RV}$	0,02	Voltage sensor time constant
$RP_{MX}$	0,45	Max power order derivative
$RP_{MN}$	-0,45	Min power order derivative
$T_{POWER}$	60	Power filter time constant
$K_{Qi}$	0,5	MVAR/Voltage gain
$V_{MINCL}$	0,9	Min voltage limit
$V_{MAXCL}$	1,1	Max voltage limit
$K_{qv}$	40	Voltage/MVAR gain
$XlQ_{min}$	0,5	-
$XlQ_{max}$	1,45	-
$T_v$	0,05	Lag time constant in WindVar controller
$T_p$	0,05	Pelec filter in fast PF controller
$F_n$	1	A portion of online wind turbines
$\omega_{Pmin}$	0,63	Shaft speed at Pmin (pu)
$\omega_{P20}$	0,918	Shaft speed at 20 % rated power (pu)
$\omega_{P40}$	1,146	Shaft speed at 40 % rated power (pu)
$\omega_{P60}$	1,2	Shaft speed at 60 % rated power (pu)
$P_{\omega_P}$	0,46	Minimum power for operating at $\omega_{P100}$ speed (pu)
$\omega_{P100}$	1,2	Shaft speed at 100 % rated power (pu)



**Tabell B.5.** Modellparametrar till generatorregulator för generator med utpräglade poler (HYGOV)

Parameter	Värde	Förklaring
HYGOV		
$R$	0,08	permanent droop
$r$	0,5	temporary droop
$T_r(> 0)$	5	governor time constant
$T_f(> 0)$	0,05	filter time constant
$T_g(> 0)$	0,2	servo time constant
$\pm V E L M$	0,1	gate velocity limit
$G_{MAX}$	1	maximum gate limit
$G_{MIN}$	0	minimum gate limit
$T_W(> 0)$	1	water time constant
$A_t$	1,2222	turbine gain
$D_{turb}$	0	turbine damping
$q_{NL}$	0,1	no power flow

**Tabell B.6.** Modellparametrar för vindkraftverkets generatormodell (WT3G2)

Parameter	Värde	Förklaring
WT3G2		
$N$	1	Number of lumped wind turbines
$T_{iqcmd}$	0,02	Converter time constant for IQcmd
$T_{ipcmd}$	0,02	Converter time constant for IPcmd
$K_{PLL}$	0	PLL gain
$K_{IPLL}$	0	PLL integrator gain
$(PLL)_{MAX}$	0	PLL max. limit
$P_{rated}$	1,5	Prated
$V_{LVPL1}$	0,5	LVPL voltage 1 Low voltage power logic
$V_{LVPL2}$	0,9	LVPL voltage 2
$G_{LVPL}$	1,22	LVPL gain
$V_{HVRCR}$	1,2	High Voltage Reactive Current (HVRC) logic, pu voltage
$CUR_{HVRCR}$	2	HVRC logic, current (pu)
$R_{ipLVPL}$	10	Rate of active current change
$T_{LVPL}$	0,02	Voltage sensor for LVPL, second

BILAGA B. MODELLPARAMETRAR FÖR PSS®E

Tabell B.8. Modellparametrar för vindkraftverkets mekaniska modell (WT3T1)

Parameter	Värde	Förklaring
WT3T1		
$VW$	1,1874	Initial wind, pu of rated wind speed
$H$	5,29	Total inertia constant, sec
$DAMP$	0	Machine damping factor, pu P/pu speed
$K_{aero}$	0,01	Aerodynamic gain factor
$Theta_2$	23,5	Blade pitch at twice rated wind speed, deg
$H_{tfrac}$	0	Turbine inertia fraction ( $H_{turb}/H$ )*
$Freq1$	1,88	First shaft torsional resonant frequency, Hz
$D_{shaft}$	2,3	Shaft damping factor (pu)

\* För att simulera med enkelmasssystem, sätt  $H_{tfrac} = 0$ . För att simulera med dubbelmasssystem, sätt  $H_{tfrac}$  till  $0 < H_{tfrac} < 1$ .

Tabell B.9. Modellparametrar för vindkraftverkets pitchmodell (WT3P1)

Parameter	Värde	Förklaring
WT3P1		
$T_p$	0,3	Blade response time constant
$K_{pp}$	150	Proportional gain of PI regulator (pu)
$K_{ip}$	25	Integrator gain of PI regulator (pu)
$K_{pc}$	3	Proportional gain of the compensator (pu)
$K_{ic}$	30	Integrator gain of the compensator (pu)
$Theta_{Min}$	0	Lower pitch angle limit (degrees)
$Theta_{Max}$	15,059	Upper pitch angle limit (degrees)
$RTheta_{Max}$	10	Upper pitch angle rate limit (degrees/sec)
$P_{MX}$	1	Power reference, pu on MBASE

**Tabell B.10.** Modellparametrar för lastmodell (IEELBL)

<b>Parameter</b>	<b>Värde</b>	<b>Förklaring</b>
IEELBL		
$a_1$	0,33 (p.u.)	-
$n_1$	0 (pu)	-
$a_2$	0,33 (p.u.)	-
$n_2$	1 (pu)	-
$a_3$	0,33 (p.u.)	-
$n_3$	2 (pu)	-
$a_4$	0,33 (p.u.)	-
$n_4$	0 (pu)	-
$a_5$	0,33 (p.u.)	-
$n_5$	1 (pu)	-
$a_6$	0,33 (p.u.)	-
$n_6$	2 (pu)	-
$a_7$	0,1 (p.u.)	-
$a_8$	0,1 (p.u.)	-