

Stabilitetsproblemer i regionalnettet i Sør-Rogaland

Ole-Morten Thu

Master of Science in Electric Power Engineering
Innlevert: juni 2013
Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT
Medveileder: Trond Toftevaag, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Lyse Energi AS opplever til tider pendlinger i aktiv og reaktiv effekt i deres 132 kV regionalnett. Under pendlingene er det observert at Flørli kraftverk (et aggregat på 89 MVA) og Lysebotn kraftverk (seks aggregat på totalt 264 MVA) er involvert i pendlingene. Det er usikkerhet rundt når pendlingsproblematikken har startet, men det ser ut til å ha vært aktuelt de siste ti årene. I løpet av de siste syv årene, er det registrert fem tilfeller med stående pendlinger; to tilfeller i 2007, et i 2008 og 2010, og sist i 2011.

I Lysebotn er det mulig å dele driften, slik at noen aggregater produserer mot regionalnettet, og noen produserer mot 300 kV sentralnettet. Under pendlingene, er det bare aggregatene tilknyttet regionalnettet som pendler.

Tidligere arbeid utført av Lyse, også i samarbeid med Statnett har så langt ikke identifisert direkte årsak til pendlingsproblematikken, eller hva som initierer pendlingene.

Forslag til deloppgaver:

- Modellering og simuleringer av regionalnettet med tilknyttede kraftverk, samt del av sentralnett i Sør-Rogaland.
- Etablere egnet måleinstrument i Flørli (og evt. Lysebotn) i forsøk på å indentifisere hvilke type pendlinger det er snakk om
- Gjøre forsøk i Flørli for undersøke respons ved for eksempel impulsprøver/sprangrespons i spenningsregulator
- Videre modellering og simuleringer med utvidet modell for å undersøke eventuelle systemsvingninger

I 2011 ble et nytt kraftverk, Jøssang tilknyttet regionalnettet. Dette har en installert ytelse på 38 MVA, og har ikke vært involvert under pendlingene. En deloppgave kan være å undersøke innvirkningen av å ha Jøssang innfaset eller ikke under pendlinger, ved hjelp av simuleringer.

Det er vedtatt å bygge nytt kraftverk i Lysebotn, og fase ut det gamle. Lysebotn II vil ha en installert effekt på 370 MW og planlegges å være i drift våren 2018. I tillegg er det søkt om konsesjon for ny 420 kV overføring mellom Lysebotn og Stølaheia. Innvirkningen som disse utbyggingene har på stabiliteten i systemet kan også undersøkes.

Forord

Denne rapporten består av avsluttende arbeider for 2-årig internasjonalt masterstudie. Masteroppgaven er utført ved institutt for elkraftteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) våren 2013 av Ole-Morten Thu.

Oppgaven er gitt av Lyse Energi AS, og omhandler pendlingsproblematikk Lyses regionalnett.

Rapporten inneholder informasjon som er underlagt taushetsplikt etter BfK § 6-2 og unntatt offentlighet etter offentlighetsloven § 13 første ledd. Denne informasjonen er plassert i vedlegg og utelatt fra offentlig versjon.

I løpet av arbeidet med denne masteroppgaven er det flere personer som har bidratt og som jeg ønsker å takke:

Først og fremst ønsker jeg å takke min hovedveileder ved universitet Kjetil Uhlen for mange gode råd og oppfølging underveis i arbeidet, og samtidig biveileder Trond Toftveaag ved SINTEF Energi AS for veiledning ved bruk av simuleringsverktøyet Simpow og for hjelp vedrørende andre faglige spørsmål.

I forbindelse med målinger som er blitt gjort i Lysebotn kraftverk ønsker jeg å takke Helge Seljeseth ved SINTEF Energi AS for utlån av måleinstrument samt hjelp og tips vedrørende tilhørende programvare til måleinstrumentet. I tillegg må jeg få takke Lars Lima og Jan Egil Lund ved Lyse Elnett AS som har stått for oppkobling av måleinstrumentet.

Flere personer har vært behjelpelige med å skaffe til veie diverse data for generatorer og nett. Jeg takker derfor Olgeir Rognli, Knut Børre Vatsvåg, og Stig Aspenes ved Lyse Produksjon AS, samt Odd Håland Øksnevad ved Lyse Elnett AS for deres hjelp. I tillegg vil jeg også takke mine kollegaer ved driftssentralen som har fremskaffet målinger fra SCADA-system samt utføring av kobling i nettet i forbindelse med etablering av måleinstrumentet i Lysebotn kraftverk.

Til slutt vil jeg takke Torbjørn Johnsen, Frank Boholm, og Terje Nevland ved Lyse Elnett AS som har lagt til rette for utdanningspermisjon fra min stilling i Lyse Elnett AS for å gjennomføre masterstudiet ved NTNU.

Trondheim 13.06.2013

Ole-Morten Thu

Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler pendlingsproblematikk i regionalnettet i Sør-Rogaland. Problemstilling er gitt av Lyse Energi AS, som til tider opplever pendlinger i aktiv og reaktiv effekt i 132 kV regionalnettet. Under pendlingene er det observert at Flørli kraftverk (et aggregat på 89 MVA) og Lysebotn kraftverk (seks aggregat på totalt 264 MVA) er involvert. Årsak til pendlingene, eller hva som initierer dem har så langt ikke vært kjent.

Arbeidet består i hovedsak av stabilitetsstudier ved hjelp datasimulering i programmet Simpow. Studien er i stor grad rettet mot småsignalstabilitet ved hjelp av lineæranalyser som egenverdi-, sensitivitet-, og modalanalyser. Dynamiske analyser er benyttet for å verifisere resultater fra lineæranalysene, samt for sammenligning av målinger i regionalnettet og simuleringer.

Det blir sett på fire forskjellige caser, hvor case A, B, og C er basert på undersøkelser av hendelser med pendling, og case D tar for seg sammenligning av simuleringsresultater og målinger gjort i Lysebotn 13.05.2013.

Simuleringer har avdekket en potensielt dårlig dempet mode med svingefrekvens rundt 1,2 Hz, bestående av samtlige synkrongeneratorer i Lysebotn, Flørli og Jøssang. Damping til denne moden vil være avhengig av antall tilkoblede generatorer, hvor lavest damping oppstår ved samtlige maskiner tilknyttet nettet med full produksjon.

Målinger i regionalnettet bekrefter at mode med svingefrekvens rundt 1,2 Hz blir eksitert ved en forstyrrelse i regionalnettet. Respons i aktiv effekt etterfølgt forstyrrelsen viser en initial dårligere dempet respons i forhold til simuleringer med relativ damping lik 4,97 % for målingen, og 7,66 % for simuleringen.

Det konkluderes med at systemet i utgangspunktet var småsignal stabilt for hendelser med pendling i 2007 og 2008, men med lave stabilitetsmarginer, og hvor hittil uavklarte årsaker har påvirket damping slik at systemet blir ustabil.

Det blir ansett som en mulighet at feltstrømsbegrensere i Flørli og/eller Lysebotn kraftverk kan ha en negativ innvirkning på damping i systemet ved spesielle driftstilfeller, og krever ytterligere undersøkelser.

Summary

This master thesis deals with stability problems in the transmission system in southern Rogaland in Norway. The subject is given by company Lyse Energi AS, which are experiencing oscillations in active and reactive power in the 132 kV transmission system. During the oscillations, it is observed that Flørli power plant (one machine with rating 89 MVA) and Lysebotn power plant (six machines with total rating 264 MVA) are involved. Cause of the oscillations and why they are initiated are thus far unknown.

The scope of work mainly consists of stability analysis by means of computer simulations with the program Simpow. The study is mainly aimed at small signal stability by means of linear analysis that consist of eigenvalue-, sensitivity- and modal analysis. Dynamic analysis is used to verify results from the linear analysis, in addition to comparison of measurements in the transmission system, with simulations.

Four cases are analysed, where case A, B, and C, are based on investigations regarding incidents when oscillations occur. Case D is comprised by comparison of simulations and measurements performed at Lysebotn power plant 13.05.2013.

Simulations have identified a potentially poorly damped mode with an oscillation frequency of 1.2 Hz, which consists of all generators in Lysebotn, Flørli, and Jøssang power plant. This mode's damping is governed by the number of generators connected to the system, where lowest damping occur with all generators connected, at maximum production.

Measurements in the transmission system have confirmed that a mode with an oscillation frequency of 1.2 Hz is excited following a disturbance in the system. The response in active power following a disturbance shows an initial damping which is lower than for simulations, with 4.97 % and 7.66 % respectively.

It is concluded that the system was initially small signal stable prior the to incidents of oscillations in 2007 and 2008, but with low stability margins, where inconclusive causes have reduced the damping to an extent where the system becomes unstable.

There seem to be indications that field current limiter operations in Flørli, and/or Lysebotn power plant, can have a negative impact on the damping in the transmission system at certain operational states, which requires further research.

Innholdsfortegnelse

Problembeskrivelse	i
Forord.....	iii
Sammen drag.....	v
Summary	vii
Innholdsfortegnelse	ix
Ordliste og forklaringer	xiii
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Omfang	1
1.3 Tidligere studier utført av Lyse og eksterne.....	2
1.4 Rapportens oppbygging.....	3
2 Stabilitet i kraftsystemet.....	4
2.1 Definisjoner og klassifisering.....	4
2.2 Synkrongeneratoren	5
2.2.1 Generelt.....	5
2.2.2 Dq0-transformasjon.....	5
2.2.3 Synkronmaskinen i tomgang.....	6
2.2.4 Synkronmaskinen ved belastning	7
2.2.5 Ankerreaksjon for synkrongenerator med utpregede poler	9
2.2.6 Viserdiagram og ekvivalentkrets	10
2.2.7 Effekt og moment i synkrongeneratoren	11
2.2.8 Magnetiseringssystem.....	13
2.2.9 Turbinregulator.....	15
2.3 Polhjulsinkelstabilitet	15
2.3.1 Svingeligningen.....	16

2.3.2	Dempende effekt.....	17
2.3.3	Likevektspunkt og effekt-vinkel karakteristikk	18
2.4	Småsignalstabilitet.....	20
2.5	Transient stabilitet	21
2.6	Lineæranalyse	22
2.6.1	Tilstandsrommodell.....	22
2.6.2	Linearisering.....	23
2.6.3	Egenverdier	24
2.6.4	Modalanalyse og sensitivitet	25
2.7	Spenningsregulatorens påvirkning på demping	25
2.7.1	Effekt av varierende fluksforslyngning	25
2.7.2	Spenningsregulatorens påvirkning på dempevikling	27
2.7.3	Kompensering for negativ demping	29
3	Systembeskrivelse	30
3.1	Sentral- og regionalnett	30
3.2	Kraftverk	30
4	Casebeskrivelse og hendelsesoversikt.....	32
4.1	Registrerte pendlinger.....	32
4.2	Casebeskrivelse	36
4.2.1	Case A og B	36
4.2.2	Case C.....	36
4.2.3	Case D.....	36
5	Målinger i regionalnettet	37
5.1	Generelt	37
5.2	Målepunkter og instrumentering	37
5.3	Måleresultater	37
6	Beskrivelse av simuleringsmodell.....	41

6.1	SIMPOW	41
6.2	DSL Code Generator	41
6.3	OPTPOW	41
6.3.1	Linjer og kabler	42
6.3.2	Transformatorer	42
6.3.3	Last	43
6.3.4	Produksjon	43
6.4	DYNPOW	44
6.4.1	Referansenode	44
6.4.2	Synkronmaskiner	44
6.4.3	Spenningsregulator og dempetilsats	46
6.4.4	Turbin og turbinregulator	50
6.5	Test av regulatorer	52
6.5.1	Spenningsregulator	52
6.5.2	Dempetilsats	53
6.5.3	Turbinregulator	54
7	Lastflyt	55
7.1	Verifikasjon	55
7.2	Lastflyt case A – D	56
8	Lineæranalyse	59
8.1	Case A	59
8.1.1	Eigenverdier	59
8.1.2	Sensitivitetsanalyse	60
8.1.3	Modalanalyse	63
8.1.4	Eigenverdianalyse ved endringer i systemet	66
8.2	Case B	68
8.2.1	Eigenverdier	68

8.2.2	Modalanalyse.....	68
8.3	Case C.....	69
8.3.1	Eigenverdier	69
8.3.2	Modalanalyse.....	69
8.4	Case D	70
8.4.1	Eigenverdier	70
8.4.2	Modalanalyse.....	71
8.5	Sammenligning av caser.....	71
9	Dynamisk analyse.....	73
9.1	Case A	73
9.2	Case D	79
10	Diskusjon	82
11	Konklusjon.....	85
12	Forslag til videre arbeid	86
	Referanseliste.....	87
	Vedlegg	89

Ordliste og forklaringer

AVR – Automatic Voltage Regulator / Spenningsregulator

mmk - Magnetomotorisk kraft

Normalkobling – Nettet er koblet etter en forhåndsbestemt konfigurasjon for normal driftssituasjon.

OC – Open Circuit / Åpen krets

PSS – Power System Stabiliser / Dempetilsats

RTU - Remote Terminal Unit

SC – Short Circuit / Kortsluttet krets

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition

SVC – Static Var Compensator

Vektornotasjon og visernotasjon blir representert med henholdsvis pil \vec{V} , og understrek \underline{V} .

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Lyse Energi AS opplever til tider pendlinger i aktiv og reaktiv effekt i deres 132 kV regionalnett. Under pendlingene er det observert at Flørli kraftverk (et aggregat på 89 MVA) og Lysebotn kraftverk (seks aggregat på totalt 264 MVA) er involvert i pendlingene. I løpet av de siste syv årene, er det registrert fem tilfeller med stående pendlinger; to tilfeller i 2007, et i 2008 og 2010, og sist i 2011.

De to tilfelle av pendlinger i 2007 oppstod samtidig som det foregikk omfattende arbeider på en av transformatorstasjonene (Ullandhaug transformatorstasjon) i Stavanger. Arbeidet medførte at hele stasjonen ble gjort spenningsløs, og last ble flyttet til andre transformatorstasjoner. På grunn av arbeid på utendørsanlegget, ble innkommende linjer loopet forbi Ullandhaug i Tronsholen transformatorstasjon, slik at nettet ble endret. For de tre resterende pendlingene hadde hele nettet normal topologi.

Pendlingsproblematikk i regionalnettet var i følge Lyse også aktuelt på 80-tallet, men pendlinger oppstod da i forbindelse med spesielle og konkrete koblingsbilder i nettet. Etter hvert som nettet ble bygget ut, og komponenter ble forbedret, har denne form for stabilitetsproblemer tilsynelatende forsvunnet.

Tidligere arbeid utført av Lyse, også i samarbeid med Statnett har så langt ikke identifisert direkte årsak til pendlingsproblematikken, eller hva som initierer pendlingene. Lyse Energi har derfor foreslått og godkjent at det utarbeides en masteroppgave basert på denne problemstillingen for å kunne komme et skritt videre med arbeidet rundt pendlingsproblematikken.

1.2 Omfang

Rapporten tar for seg stabilitetsstudier ved hjelp datasimulering av et forenklet nett av analyseområdet samt forenklete modeller av spenningsregulator, dempetilsats og turbinregulator. Studien blir i stor grad rettet mot småsignalstabilitet ved hjelp av lineæranalyser.

Analyseområdet er avgrenset til sentralnett med ytterpunktene Stølaheia og Feda, og 132 kV regionalnett i Sør-Rogaland med tilknyttede kraftverk Flørli, Lysebotn og Jøssang.

Det vil bli sett på fire forskjellige case, hvor tre baserer seg på undersøkelser av hendelser med pendling, og den fjerde tar for seg sammenligning av simuleringsresultater og målinger utført i Lysebotn 13.05.2013.

Det blir foretatt målinger med høy oppløsning i Lysebotn på 132 kV linje Tronsholen – Lysebotn 3 i løpet av en kort tidsperiode, samt påført systemet en forstyrrelse for å

undersøke responsen i systemet. Resultatene vil bli sammenlignet med dynamiske simuleringer. Da måleoppsett er blitt plassert i Lysebotn kraftstasjon, er det ikke foretatt forsøk i Flørli som beskrevet i problembeskrivelse.

Analysen vedrørende nytt Lysebotn kraftverk har havnet utenfor omfanget til denne oppgaven, i tillegg til utvidet modell av nettet, da det tidlig i fasen ble klart at pendlingsproblematikken høyst sannsynlig er et lokalt problem i regionalnettet.

1.3 Tidligere studier utført av Lyse og eksterne

Etter de to tilfellene av pendlinger i 2007 ble det konkludert med at det spesielle koblingsbildet i regionalnettet, mest sannsynlig førte til en forverring av dempingen i system og at dette ville bedre seg etter at rehabiliteringen av Ullandhaug transformatorstasjon var ferdig. Da det oppstod pendlinger igjen i 2008 med et normalkoblet nett, ble flere personer i Lyse involvert i et forsøk på å avdekke årsaken til pendlingene.

I forbindelse med arbeidet i 2008 ble det tatt frem en rapport fra 1995 utført av konsulentfirma Berdal Strømme. Rapporten beskriver en studie som ble gjort for å vurdere planlagt nettførsterkning som følge av kraftutbygging, spesielt med hensyn på transient stabilitet. Det ble i studien simulert en rekke linjefeil med påfølgende utkobling for å undersøke hvilke feil som kunne gi stabilitetsproblemer. Det ble vist at kun de mest alvorlige feilene, med utkobling av to av tre linjer mellom Tronsholen og Lysebotn ga ustabilitet [1]. I denne analysen ble det ikke gjennomført følsomhetsanalyse for innstillinger på spenningsregulator eller turbinregulator. I tillegg er det brukt flere ”typiske” verdier vedrørende parameter innstillinger og dynamiske data for generatorer. Studien baserte seg på at Flørli skulle ha en ytelse på 160 MW (dobbel ytelse) i tillegg til at Jøssang skulle bygges med 80 MW (ble ikke bygget før i 2011 og med 33 MW). Dette medførte betydelig større overføring i regionalnettet i forhold til reelle overføringer etter Flørli ble satt i drift.

For å få en vurdering av rapporten fra Berdal Strømme av et miljø med mer erfaring med dynamiske analyser, ble Statnett involvert etter forespørsel fra Lyse. Statnett foresto med kommentarer til rapporten i tillegg til noen få simuleringer for å sammenligne daværende nett og produksjon med simuleringer gjort av Berdal Strømme. Statnetts konklusjon var følgende:

”Ved sammenlignende tester med dagens nett og produksjon viser det elektromekaniske og hydrauliske systemet i utgangspunktet ikke å gi pendlinger som ikke lar seg dempe ut i området Lysebotn – Tronsholen. Det er imidlertid observert små pendlinger som dempes ut først i løpet av 10 – 12 sekunder. Dårlige regulereregenskaper vil kunne forsterke problemet.” [2],

Og videre: *”Det anbefales å bringe på det rene hvilke pendlinger man har ved å bruke registrerende instrumentering. Dersom dette viser dårlig dempede pendlinger i det typiske*

frekvensbåndet for elektromekaniske pendlinger; ca. 1 Hz, anbefales det at man sjekker ut innstilling av spenningsregulatorer og dempetilsatser (bare Flørli) i området.”

I kommentarene fra Statnett blir det også påpekt at simuleringene deres er gjort uten dempetilsats i Flørli på grunn av at tilsatsen gir for god demping, og at en eventuelt feilinnstilt dempetilsats kan forverre dempingen.

Lyse konkluderte med at stabilitetsstudien fra Berdal Strømme ikke ga noen holdepunkter for å tro at størrelsen på overføringene i regionalnettet skulle medføre noen stabilitetsproblemer. Videre ble konklusjonen å etablere en måleoppstilling i Flørli, samt undersøke innstilling av spenningsregulator og dempetilsats i Flørli.

1.4 Rapportens oppbygging

Rapporten består i hovedsak av tre deler; teoridel, beskrivelse av system, caser og hendelser, samt simuleringsmodell, og en del som består av resultater fra målinger og simuleringer.

Kapittel 2 begynner med å gi en kort oversikt av definisjoner og klassifisering vedrørende stabilitet i kraftsystemet, etterfulgt av teori for synkrongeneratoren som er sentral i dette temaet. Videre blir det presentert teori vedrørende polhjulsvinkelstabilitet som inkluderer teori for metodene som blir benyttet i simuleringene, samt en forenklet beskrivelse for hvordan spenningsregulering av synkrongeneratorer kan påvirke demping i kraftsystemet.

Kapittel 3 tar for seg en beskrivelse av analyseområdet ved å presentere nettet og kraftverkene som studeres, etterfulgt av kapittel 4 som består av casebeskrivelse og beskrivelse av hendelsene der pendlinger har forekommet.

Kapittel 5 inneholder resultater fra målinger utført 13.05.2013 på 132 kV linje Tronsholen – Lysebotn 3, med beskrivelse av oppkobling og instrumentering.

Kapittel 6 gir en detaljert beskrivelse av simuleringsmodellen som blir benyttet med forklaringer til regulatorfunksjoner, samt forenklinger som har blitt gjort i forbindelse med simuleringene.

Kapittel 7 består i hovedsak av en verifisering av den statiske nett-modellen ved å sammenligne SCADA-målinger med simulert lastflyt. I tillegg blir det forklart forutsetninger for å beregne lastflyt for de forskjellige casene.

I kapittel 8 blir resultatene fra lineæranalyse presentert for alle casene, etterfulgt av dynamiske analyser for case A og case D i kapittel 9.

I kapittel 10 diskuteres resultatene som har blitt funnet og metodene som har blitt brukt, etterfulgt av konklusjoner som har blitt gjort i kapittel 11.

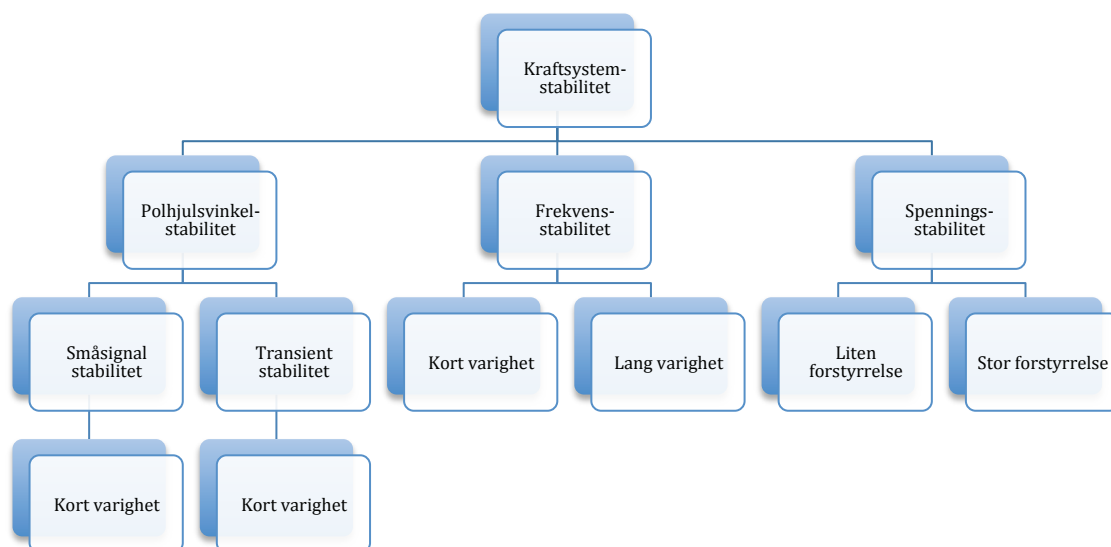
Kapittel 12 avslutter rapporten ved å gi forslag til videre arbeid med bakgrunn i konklusjonene som har blitt gjort i forbindelse med masteroppgaven.

2 Stabilitet i kraftsystemet

2.1 Definisjoner og klassifisering

Stabilitet i kraftsystemet er forstått som kraftsystemets evne, for en gitt driftssituasjon, til å gjenvinne en likevektstilstand, etter å ha blitt utsett for en fysisk forstyrrelse [3].

Kraftsystemstabilitet kan bli delt opp i tre forskjellige grupper som vist Figur 1. Disse blir referert til som polhjulsinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spenningsstabilitet. Etersom kraftsystemet er ulineært, og dets stabilitet er avhengig av initial driftssituasjon og størrelse på forstyrrelsen, deles ofte polhjulsinkelstabilitet og spenningsstabilitet inn i små og store forstyrrelser [4]. Polhjulsinkelstabilitet ved små forstyrrelser blir ofte referert til som småsignal stabilitet, og transient stabilitet ved store forstyrrelser.



Figur 1: Klassifisering av kraftsystemstabilitet. (modifisert versjon av figur 5 i [3])

Problemstilling til denne oppgaven er rettet mot polhjulsinkelstabilitet og vil bli beskrevet videre i kapittel 2.3. Vedrørende frekvensstabilitet og spenningsstabilitet, refereres det videre til litteratur som for eksempel [4] og [5], hvor disse emnene er beskrevet i detalj.

2.2 Synkrongeneratoren

2.2.1 Generelt

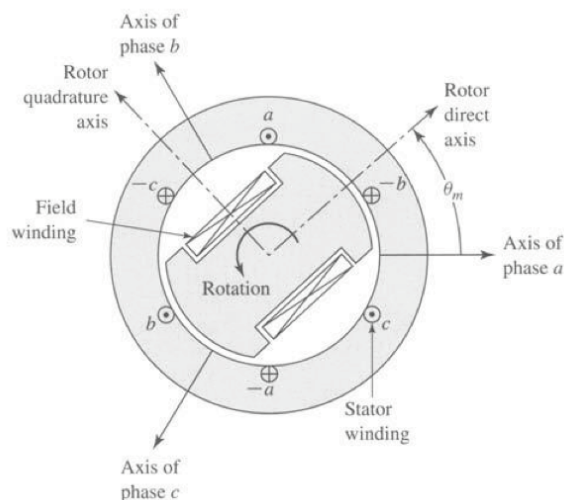
Synkrongeneratoren er i dag enerådende som generator i vannkraftverkene i Norge [6] og har en helt sentral rolle vedrørende stabilitet i kraftsystemet.

Det finnes to typer synkrongeneratorene som er utført med enten sylindrisk rotor som roterer med høyt turtall, eller rotor med utpregede poler som roterer med lavere turtall. Synkrongeneratorene med sylindrisk rotor har relativt liten diameter og stor aksial lengde for å minske "sentrifugalkrefter" og blir montert horisontalt. Disse maskinene har typisk to eller fire elektriske poler og har i et 50 Hz system et turtall på henholdsvis 3000 og 1500 omdreininger per minutt. Denne typen generator blir drevet av damp eller gass. Synkrongenerator med utpregede poler opererer typisk med 500 omdreininger per minutt og har et større antall elektriske poler, stor diameter og kortere aksial lengde. Antall poler er gitt av nødvendig turtall på maskinen og nominell frekvens til kraftsystemet [4].

Ligninger og forklaringer vedrørende synkronmaskinen er i hovedsak hentet fra [4], med støtte fra [5], [7] og [6].

2.2.2 Dq0-transformasjon

For en synkrongenerator med utpregede poler vil induktans i statorkretsene variere med posisjonen til rotor. Dette medfører en viss kompleksitet dersom en skal forholde seg til en komplett beskrivelse av synkrongeneratoren basert på ligninger referert til trefase statorverdier. For å løse maskin og kraftsystemproblemer, er det ofte hensiktsmessig å transformere om trefase statorverdier til to roterende d-akse og q-akse komponenter. Figur 2 viser en synkronmaskin med et polpar hvor d-aksen ligger langs polen, med q-aksen 90° foran (mot klokken).



Figur 2: Dq-akser i synkronmaskin med utpregede poler [7]

I [7] blir transformasjonen beskrevet i henhold til elektrisk vinkel θ_{me} mellom rotor d-akse og stator fase-a akse som i (2.1), hvor $\theta_{me} = \frac{\text{antall poler}}{2 \cdot \theta_m}$.

Dersom en lar S representere en valgt statorverdi (strøm, spenning, eller fluks), kan transformasjonen skrives i matriseform som

$$\begin{bmatrix} S_d \\ S_q \\ S_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_{me}) & \cos(\theta_{me} - 120^\circ) & \cos(\theta_{me} + 120^\circ) \\ -\sin(\theta_{me}) & -\sin(\theta_{me} - 120^\circ) & -\sin(\theta_{me} + 120^\circ) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

og den inverse transformasjonen som

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{me}) & -\sin(\theta_{me}) & 1 \\ \cos(\theta_{me} - 120^\circ) & -\sin(\theta_{me} - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\theta_{me} + 120^\circ) & -\sin(\theta_{me} + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_d \\ S_q \\ S_0 \end{bmatrix}. \quad (2.2)$$

Indeks d og q representerer henholdsvis komponenter i d-akse og q-akse. Den tredje komponenten representerer nullsekvenskomponent og vil bare være forskjellig fra null ved usymmetriske trefase situasjoner.

Tilsvarende kan visere i et kompleks (a,b) koordinatsystem transformeres til dq-koordinatsystem, hvor q-aksen er faseforskjøvet i forhold til realaksen med polhjulsvinkelen δ [4]. Transformasjonen kan på matriseform skrives som

$$\begin{bmatrix} S_d \\ S_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \delta & \cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \end{bmatrix}, \quad (2.3)$$

og den inverse transformasjonen som

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \delta & \cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_d \\ S_q \end{bmatrix}. \quad (2.4)$$

Dq0-transformasjon kan sees på som en metode for å referere statorverdier til rotorsiden. Dette blir analogt med å referere verdier for sekundærside på en transformator til primærsiden, ved hjelp av omsetningsforholdet [5].

2.2.3 Synkronmaskinen i tomgang

I tomgang produserer ikke generatoren effekt, og ankerstrømmen er da null. Feltstrømmen i_f produserer en tilnærmet lik sinusformet mmk-bølge (magnetomotorisk kraft) fordelt over omfanget på stator. Toppverdien til den magnetomotoriske kraften

$$F_f = N_f i_f, \quad (2.5)$$

ligger langs pol-aksen, og er bestemt av feltstrømmen og effektivt vindingstall i feltviklingen per pol N_f . Mmk-bølgen frembringer polfluksen (eller magnetiseringsfluksen) ϕ_f som vil forsyngte ankerviklingen. Fluks per pol er gitt ved

$$\phi_f = \frac{F_f}{\mathfrak{R}} = \frac{N_f i_f}{\mathfrak{R}} \quad (2.6)$$

hvor \mathfrak{R} er reluktans per pol til den magnetiske kretsen fluksen går igjennom. Rotoren roterer med synkron hastighet hvor polfluksen roterer med, og produserer tidsvarierende fluks-forslyngninger med hver fase til ankerviklingen. Med fase A som referanse blir fluks-forslyngninger per fase

$$\begin{aligned}\psi_{fA}(t) &= \psi_{fa} \cos \omega t = N_\phi \phi_f \cos \omega t = N_\phi \frac{N_f i_f}{\mathfrak{R}} \cos \omega t = M_f i_f \cos \omega t \\ \psi_{fB}(t) &= M_f i_f \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \psi_{fC}(t) &= M_f i_f \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3})\end{aligned}\tag{2.7}$$

Her er ψ_{fa} amplituden til polfluksforslyngningen til en fase i ankerviklingen. M_f er gjensidig induktans mellom feltvikling og ankervikling og N_ϕ er effektivt vindingstall per fase.

De tidsvarierende fluksforslyngningene induserer en elektromotorisk spenning i hver fase, og blir i henhold til Faradays lov

$$\begin{aligned}e_{fA} &= -\frac{d\psi_{fA}(t)}{dt} = \omega M_f i_f \sin \omega t \\ e_{fB} &= -\frac{d\psi_{fB}(t)}{dt} = \omega M_f i_f \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ e_{fC} &= -\frac{d\psi_{fC}(t)}{dt} = \omega M_f i_f \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3})\end{aligned}\tag{2.8}$$

Ved null strøm i ankerviklingen, vil disse induserte spenningene være lik klemmespenning på generatoren. Effektivverdien for hver av de induserte spenningene er

$$E_f = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega \psi_{fa} = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega N_\phi \phi_f = \frac{1}{\sqrt{2}} \omega M_f i_f \cong 4,44 f M_f i_f,\tag{2.9}$$

og er kjent som ”transformatorligningen”. Ligningen illustrerer hvordan strøm i feltviklingen induserer en spenning i ankerviklingen, hvor den induserte spenningen er proporsjonal med både frekvensen og feltstrømmen. Den gjensidige induktansen M_f er i praksis ikke konstant og er avhengig av metning for den magnetiske kretsen.

2.2.4 Synkronmaskinen ved belastning

Som beskrevet i forrige kapittel, vil indusert spenning i generatoren være lik klemmespenning i tomgang. Når en generator blir belastet og det flyter en strøm i ankerviklingen, blir klemmespenningen forandret på grunn av ankerreaksjon (ankerfluksens tilbakevirkning på polfluksen), lekkreaktans og resistans i ankerviklingen. Utforming av polhjulet har betydning for ankerreaksjonen, og det blir i første omgang tatt utgangspunkt i en synkrongenerator med sylindrisk rotor.

Fasestrømmene i stator vil være forsinket med en vinkel λ i forhold flukforslyngning $\psi_{fA}(t)$ som referanses, og kan skrives som

$$\begin{aligned}
i_A &= I_m \cos(\omega t - \lambda) \\
i_B &= I_m \cos(\omega t - \lambda - \frac{2\pi}{3}) \\
i_C &= I_m \cos(\omega t - \lambda - \frac{4\pi}{3})
\end{aligned} \tag{2.10}$$

hvor I_m er toppverdi for ankerstrømmen. Hver fasestrøm produserer en pulserende magnetomotorisk kraft per pol. Den er stillestående i rommet, men pulserende 120° faseforskjøvet i tid for hver fase:

$$\begin{aligned}
F_A(t) &= N_a I_m \cos(\omega t - \lambda) \\
F_B(t) &= N_a I_m \cos(\omega t - \lambda - \frac{2\pi}{3}) \\
F_C(t) &= N_a I_m \cos(\omega t - \lambda - \frac{4\pi}{3})
\end{aligned} \tag{2.11}$$

hvor $N_a = (1/p)(4/\pi)N_\phi$ er effektivt vindingstall per fase per pol, basert på N_ϕ .

Magnetomotorisk kraft for hver fase vil være forskjøvet i rom og tid i forhold til hverandre, og kan representeres som romvektorer rettet mot sine respektive fase-akser, med momentanverdier gitt ved (2.11). Den resulterende vektoren for ankerreaksjon-mmk \vec{F}_a finnes ved å summere fasevektorene.

En måte å analysere posisjon til fase-mmk i rommet, blir presentert i [4] ved å introdusere et komplekst plan med real-akse rettet langs A-aksen, og den imaginære aksene 90° foran A-aksen (mot klokken). Operatoren $e^{j\theta}$ benyttes for å gi en faseskift i det komplekse planet. Når denne blir multiplisert med verdien til fase-mmken, vil vektoren ligge langs den magnetiske aksene til viklingen.

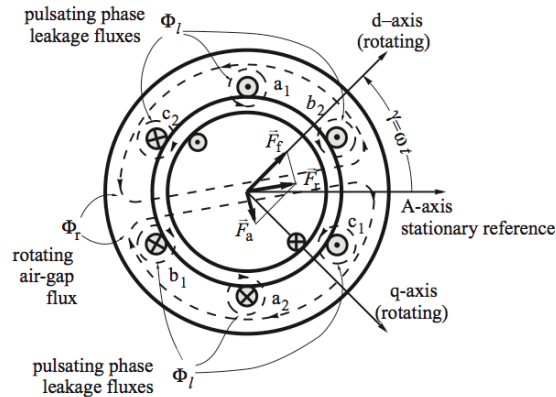
Vektor for resulterende anker-mmk per pol blir da

$$\vec{F}_a = \vec{F}_A + \vec{F}_B + \vec{F}_C = N_a i_A e^{j0} + N_a i_B e^{j2\pi/3} + N_a i_C e^{j4\pi/3} \tag{2.12}$$

Videre vises det i [4] at \vec{F}_a kan uttrykkes som

$$\vec{F}_a = 1,5 N_a I_m e^{j(\omega t - \lambda)} \tag{2.13}$$

Ligning (2.13) viser at \vec{F}_a er en vektor med konstant størrelse som roterer i det komplekse planet med en vinkelhastighet ω , og gir det som kalles et dreiefelt. Da dette også er rotasjonshastigheten til generatoren, vil rotor-mmk og stator-mmk være stillestående i forhold til hverandre. I tillegg vil \vec{F}_a ligge etter \vec{F}_f med en vinkel λ . De to roterende vektorene kan kombineres til en resulterende mmk $\vec{F}_r = \vec{F}_f + \vec{F}_a$ som driver den resulterende luftgapsfluksen ϕ_r vist i Figur 3.



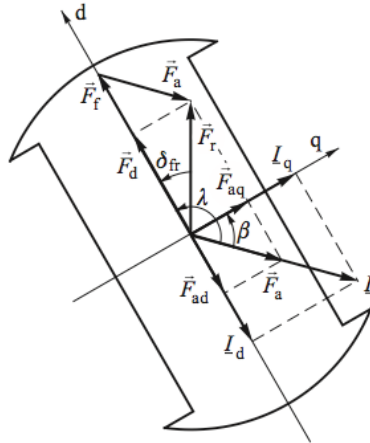
Figur 3: Resulterende fluks i generator med sylindrisk rotor [4]

2.2.5 Ankerreaksjon for synkrongenerator med utpregede poler

Som nevnt i forbindelse med dq0-transformasjon, vil induktans i statorkretsene til en synkronmaskin med utpregede poler variere med posisjonen til rotor. Dette kommer av at reluktansen til den magnetiske fluksbanen vil variere som følge av et ikke-uniformt luftgap. Reluktans i d-aksen er betraktelig mindre i forhold til reluktans i q-aksen, da luftgapet her er større.

For en synkrongenerator med sylindrisk rotor vil \vec{F}_f være i fase med $\psi_{fA}(t)$ [4], med andre ord vil fluksforslyngning i fase-A nå sitt maksimum når vektor for rotor-mmk ligger langs A-aksen. Dette vil ikke alltid være tilfellet ved utpregede poler, da fluksen vil flyte hvor reluktansen er minst (fluksvektoren vil rette seg mot d-aksen). Fluks og mmk vil ikke lenger være i fase, og dette blir løst ved å dekomponere mmk til d-akse og q-akse komponenter.

Konseptet er illustrert i Figur 4, hvor anker-mmk \vec{F}_a og ankerstrøm \underline{I} er dekomponert til to komponenter, en langs d-aksen (\vec{F}_{ad} , \underline{I}_d) og den andre langs q-aksen (\vec{F}_{aq} , \underline{I}_q). Rotor-mmk \vec{F}_f trenger ikke dekomponeres da den alltid vil ligge langs d-aksen.



Figur 4: Dekomponering av mmk og strøm til d- og q-komponenter [4]

Resulterende mmk \vec{F}_r for synkrongenerator med utpregede poler kan da uttrykkes som

$$\vec{F}_r = \vec{F}_d + \vec{F}_q, \quad (2.14)$$

hvor $\vec{F}_d = \vec{F}_f + \vec{F}_{ad}$ og $\vec{F}_q = \vec{F}_{aq}$. Tilsvarende kan strømmen \underline{I} uttrykkes som

$$\underline{I} = \underline{I}_d + \underline{I}_q. \quad (2.15)$$

2.2.6 Viserdiagram og ekvivalentkrets

Indusert indre spenning for en synkrongenerator kan bli uttrykt som

$$\underline{E}_f = \underline{V}_g + jX_d \underline{I}_d + jX_q \underline{I}_q + R \underline{I}, \quad (2.16)$$

hvor \underline{V}_g er generatorens klemmespenning, R er statorresistans i tillegg til

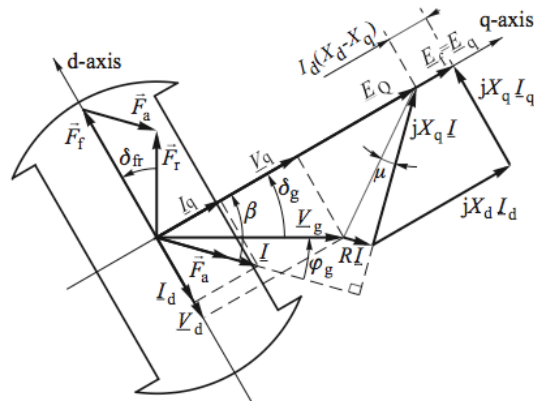
$$X_d = X_{ad} + X_l, \quad (2.17)$$

og

$$X_q = X_{aq} + X_l, \quad (2.18)$$

der X_{ad} og X_{aq} er ankerreaksjon-reaktans i henholdsvis d-akse og q-akse, og X_l er lekkreaktans.

Figur 5 viser viserdiagram resulterende fra (2.16) sammen med vektorene for magnetomotorisk kraft.

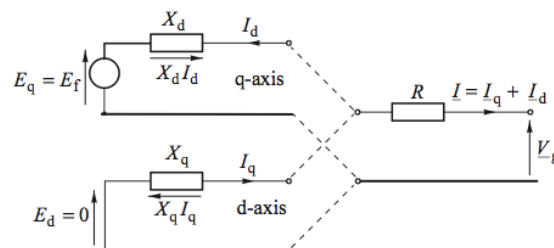


Figur 5: Viserdiagram for synkrongenerator med utpregede poler [4]

Ved å løse opp ligning (2.16) i d- og q-komponenter, er det mulig å lage en ekvivalentkrets for generatoren. På matrisform kan ligning (2.16) dekomponeres til

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{gd} \\ V_{gq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & +X_q \\ -X_d & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Ekvivalentkretsen for en synkronmaskin kan nå bli representert ved to separate deler hvor den ene representerer d-akse og den andre q-akse som vist i Figur 6.



Figur 6: Ekvivalent d- og q-akse kretsdiagram for synkrongenerator med utpregede poler [4]

2.2.7 Effekt og moment i synkrongeneratoren

Elektromekanisk moment som oppstår i en synkrongenerator med utpregede poler består av to komponenter. Den ene komponenten kalles synkronmoment, hvor momentet er proporsjonalt med produktet av anker-mmk og polfluks, og vinkelen mellom dem.

Den andre komponenten kalles for reluktansmoment og oppstår som følge av at polhullet prøver å rette seg mot veien med minst reluktans ved å bevege seg mot luftgap-mmken. Dette leddet vil forsvinne for en maskin med sylindrisk rotor, da reluktans i d- og q-akse er lik.

For en synkronmaskin med et polpar blir elektromekanisk moment:

$$\tau = \frac{\pi}{2} \Phi_r F_r \sin \delta_{fr} + \frac{\pi}{4} F_r^2 \frac{\mathfrak{R}_q - \mathfrak{R}_d}{\mathfrak{R}_q \mathfrak{R}_d} \sin 2\delta_{fr} \quad (2.20)$$

hvor δ_{fr} er momentvinkel.

I stasjonær tilstand vil elektromekanisk moment balanseres med mekanisk moment som virker på akslingen. Dersom mekanisk moment endres, og resulterende luftgapsfluks og resulterende mmk er konstante, vil momentvinkel endres for igjen nå en likevekt mellom mekanisk og elektromagnetisk moment. Momentvinkelen vil endres i et dynamisk forløp som gjør at det oppstår turtallsendring under forløpet.

Ved å se bort i fra resistansen i ekvivalentkretsen i Figur 6 kan aktiv effekt fra generatoren skrives som

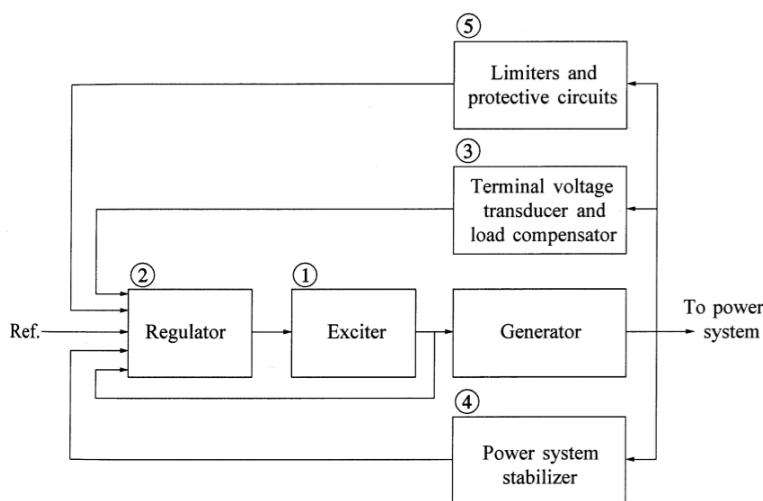
$$P = \frac{E_q V_g}{X_d} \sin \delta_g + \frac{V_g^2 X_d - X_q}{2 X_q X_d} \sin 2\delta_g \quad (2.21)$$

Det første leddet er dominerende og er avhengig av indusert spenning og sinus til polhjulsvinkelen δ_g mellom klemmespenning og indusert spenning. Det andre leddet er uavhengig av magnetisering i generatoren og oppstår som følge av reluktansmomentet, og blir referert til som reluktanseffekt.

2.2.8 Magnetiseringssystem

Magnetiseringssystemet skal forsyne synkrongeneratoren med magnetiseringsstrøm. Det skal under alle belastningsforhold gi tilstrekkelig magnetiseringsstrøm, hurtig utregulering av spenningsvariasjoner, gi stabil drift også under feil, og sørge for riktig deling av reaktiv effekt mellom maskiner i nettet [6].

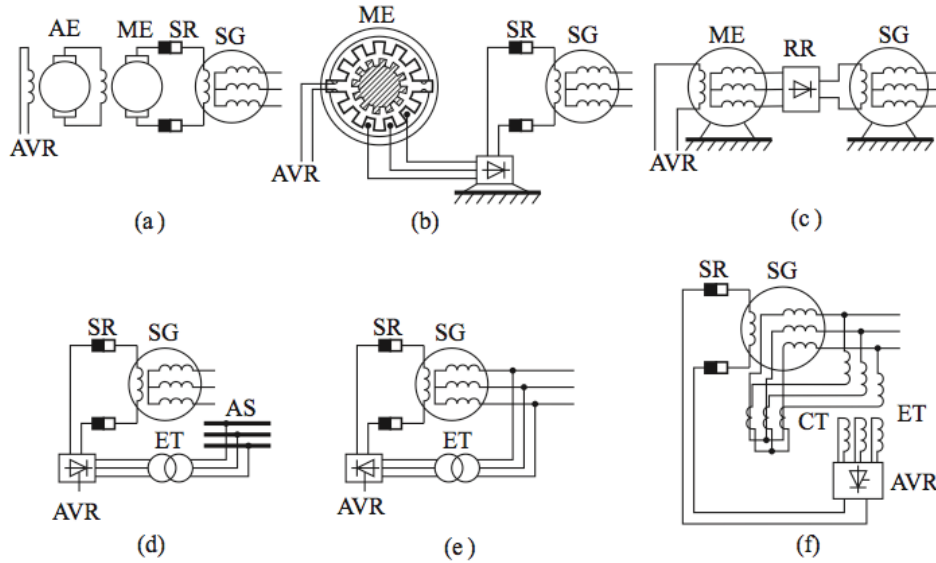
Figur 7 viser et blokkdiagram for et typisk komplett magnetiseringssystem for en synkrongenerator av viss størrelse. Videre gis en kort beskrivelse av de forskjellige komponentene i figuren [5].



Figur 7: Blokkdiagram for magnetiseringssystem til en synkrongenerator [5]

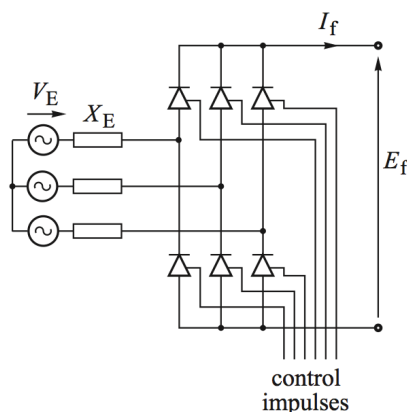
1. *Magnetiseringsmaskin.* Forsyner dc-effekt til maskinens feltvikling.
2. *Regulator.* Prosesserer og forsterker inngangssignal til et nivå og form egnet til kontroll av magnetiseringsmaskinen.
3. *Måleverdiomformer og lastkompensator.* Måler generator klemmespenning, likeretter og filtrerer til dc-verdi som sammenlignes med en referanse som representerer ønsket klemmespenning. I tillegg kan det være statikk eller kompensering for last, slik at spenningen kan reguleres til et gitt punkt ute i nettet (for eksempel på motsatt side av transformatoren).
4. *Dempetilsats.* Gir tilleggssignal til regulatoren for å dempe pendlinger i kraftsystemet.
5. *Begrensere og vernfunksjoner.* Disse inkluderer et bredt spekter av begrensere og vernfunksjoner for å beskytte magnetiseringssystemet og synkrongeneratoren.

Det finnes flere forskjellige typer magnetiseringsmaskiner og kan generelt deles opp i roterende og statiske magnetiseringssystemer. Figur 8 viser noen typiske magnetiseringsmaskiner, hvor (a) – (c) er roterende.



Figur 8: Typiske magnetiseringssystemer: (a) kaskade DC-generator, (b) reluktansmaskin med likeretter, (c) børsteløs synkrongenerator med roterende likeretter, (d) kontrollert likeretter med ekstern forsyning, (e) kontrollert likeretter med forsyning fra generatoruttak, (f) kontrollert likeretter forsynt via generatorens strøm og spenning. SG – synkrongenerator, SR – slepering, ME – hovedmagnetisering, AE – hjelpemagnetisering, RR – roterende likeretter, ET – magnetiseringstransformator, AS – samleskinne for hjelpespenning, CT – strømtransformator, AVR – spenningsregulator. [4]

I dag er det statisk magnetisering som i Figur 8 (d) og (e), som er mest brukt til store synkrongeneratorer. Her er alle komponentene stillestående, hvor trefase tyristoromformere blir forsynt fra generatoruttaket, eller ved hjelp av eget hjelpesystem. Figur 9 viser en tyristoromformer hvor tyristorene blir kontrollert ved hjelp av en spenningsregulator og overfører dc-effekt til feltviklingen ved hjelp av sleperinger. Synkrongeneratorene som blir beskrevet i denne oppgaven er alle utstyrt med statisk magnetisering.



Figur 9: Trefase tyristoromformer for statisk magnetisering [4]

Det finnes flere forskjellige typer spenningsregulatorer og dempetilsatser. I denne oppgaven blir det fokusert på de forskjellige regulatorene tilknyttet kraftverkene og blir beskrevet i kapittel 6.4.3.

2.2.9 Turbinregulator

Turbinregulatorens oppgave er å regulere turtall og last på generatoren. Turtall reguleres ved å føre tilbake turtallsavvik for å regulere ventilåpning til ledeapparat eller nåler. For å sørge for tilfredsstillende og stabil drift i et nett med flere generatorer, er turbinregulatoren utstyrt med en statikkfunksjon. Hensikten med statikkfunksjonen er å sørge for riktig lastdeling mellom produksjonsenheter i nettet [5]. Statikk kan sees på som prosentvis endring i turtall som er nødvendig for regulere en ventil fra fullt åpen til fullt lukket [4].

Turbinregulatorens virkemåte blir forklart mer i detalj i kapittel 6.4.4, hvor modellene for turbin og turbinregulator som blir brukt i simuleringene blir beskrevet.

2.3 Polhjulsinkelstabilitet

Polhjulsinkelstabilitet involverer studie av elektromekaniske oscillasjoner i kraftsystemet. En sentral faktor vedrørende dette er hvordan produsert effekt i en synkrongenerator varierer ettersom polhjulsinkelen varierer [3].

Polhjulsinkelstabilitet referer til en synkronmaskins evne i et sammenkoblet kraftsystem til å forbli i synkronisme etterfulgt en forstyrrelse. Det er avhengig av evnen til å opprettholde, eller finne tilbake til en likevekt mellom elektromagnetisk moment og mekanisk moment for hver synkronmaskin i nettet [3].

Endring i elektromekanisk moment etterfulgt en forstyrrelse, kan bli delt opp i to komponenter

$$\Delta\tau_e = \tau_S \Delta\delta + \tau_D \Delta\omega \quad (2.22)$$

hvor $\tau_S \Delta\delta$ er momentkomponenten som er i fase med endring i polhjulsinkel $\Delta\delta$, og blir referert til som komponent for ”synkroniserende moment”. $\tau_D \Delta\omega$ er momentkomponenten som er i fase med turtallsendringen $\Delta\omega$, og blir referert til som komponent for ”dempende moment” [5].

For at hver maskin i systemet skal forbli i synkronisme, må begge momentkomponenter være til stede. Ved manglende synkroniserende moment vil det oppstå en aperiodisk forskyvning i polhjulsinkel eller ikke-oscillatorisk ustabilitet, mens ved manglende dempende moment vil det oppstå oscillatorisk ustabilitet [5].

2.3.1 Svingeligningen

Under stasjonær tilstand vil det være balanse mellom elektromagnetisk moment og mekanisk moment for hver maskin tilknyttet nettet. Ved en forstyrrelse vil det oppstå en ubalanse i dreiemoment som virker på rotoren, som vil medføre at rotoren akselerer eller retarderer i henhold til Newtons andre lov

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (2.23)$$

hvor J er totalt trehetsmoment til turbin og rotor (kgm^2 eller tm^2), ω_m er rotorens vinkelhastighet (mekaniske rad/s), τ_t er mekanisk dreiemoment (Nm) produsert av turbinen og τ_e er motvirkende elektromagnetisk moment (Nm). D_d er en koeffisient for dempende moment (Nms) som følge av mekanisk rotasjonstap på grunn av luftmotstand og friksjon [4].

Ligning (2.23) kan bli normalisert i form av treghetskonstanten H som er definert som kinetisk energi (Ws) ved nominelt turtall, dividert på synytelse S_n . Treghetskonstanten er

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_n^2}{S_n} \quad (2.24)$$

hvor ω_n er nominell vinkelhastighet i mekaniske rad/s.

Machowski bruker videre i [4] en treghetskoeffisient M , definert som

$$M = \frac{2HS_n}{\omega_s} \quad (2.25)$$

hvor ω_s er vinkelhastighet i elektriske rad/s.

Videre er det ønskelig å uttrykke ligning (2.23) i form av effekt og polhjulsvinkel. Dette gjøres i [4] ved å blant annet benytte seg av at effekt kan skrives som produktet av vinkelhastighet og dreiemoment. Etter flere regneoperasjoner kan da ligning (2.23) skrives som

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (2.26)$$

hvor δ er polhjulsvinkel (elektriske rad), P_m er netto mekanisk effekt tilført generatoren (W), P_e er elektrisk effekt (W), P_D er dempende effekt og P_{acc} er netto akselererende effekt.

Ofte er det mer hensiktsmessig å skrive andregradsligningen (2.26) som to førsteordensligninger som blir

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (2.27)$$

og

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \quad (2.28)$$

hvor $\Delta\omega = \omega - \omega_{sm}$ som er turtallsavvik, og ω_{sm} er synkronhastighet i elektriske rad/s.

Ligning (2.26) blir ofte kalt svingeligningen fordi den beskriver svingningene som oppstår i polhjulsvinkelen under en forstyrrelse, og er en fundamental ligning for å bestemme rotordynamikken [5].

2.3.2 Dempende effekt

Det siste leddet i svingeligningen tar høyde for at det finnes dempeviklinger i generatoren. I Machowski [4] er det utledet et uttrykk for dempende effekt ved å se på generatoren tilknyttet et stivt nett med spenning V_s i tillegg til følgende forenklinger:

- Resistans i ankervikling og feltvikling blir sett bort i fra
- Demping blir bare produsert i fra dempeviklingene
- Lekkreaktans for ankervikling blir sett bort i fra
- Magnetiseringen påvirker ikke dempende moment

Ved store turtallsavvik vil dempende effekt være ulineær og blir ikke beskrevet videre her. Ved små turtallsavvik kan dempende effekt forenkles til en lineær funksjon

$$P_D = V_s^2 \left[\frac{X'_d - X''_d}{(X + X'_d)^2} \frac{X'_d}{X''_d} T''_d \sin^2 \delta + \frac{X'_q - X''_q}{(X + X'_q)^2} \frac{X'_q}{X''_q} T''_q \cos^2 \delta \right] \Delta\omega \quad (2.29)$$

hvor X er reaktans til nettet, X'_d og X''_d er henholdsvis transient og subtransient d-akse reaktans, X'_q og X''_q er henholdsvis transient og subtransient q-akse reaktans, samt T''_d og T''_q er subtransiente tidskonstanter i henholdsvis d-akse og q-akse.

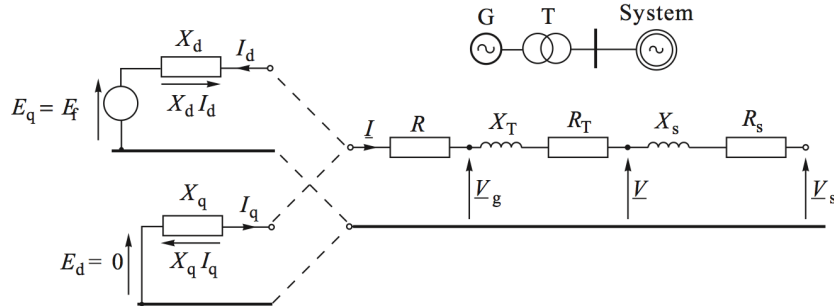
Når δ er stor er dempingen sterkes i d-akse, mens når δ er liten, er demping størst i q-akse. Ligning (2.29) kan skrives som

$$P_D = [D_d \sin^2 \delta + D_q \cos^2 \delta] \Delta\omega = D(\delta) \Delta\omega \quad (2.30)$$

Hvor D_d og D_q er dempekoeffisienter i henholdsvis d-akse og q-akse og at total dempekoeffisient $D(\delta)$ er en funksjon av polhjulsvinkel.

2.3.3 Likevektspunkt og effekt-vinkel karakteristik

For å studere en synkrongenerator som operer på et likevektspunkt, sees det på en ekvivalentkrets som i Figur 10, hvor synkrongeneratoren er koblet til et system via en transformator.



Figur 10: Ekvivalentkrets for generator tilknyttet et stivt nett [4]

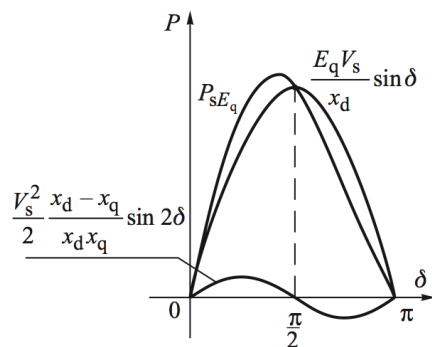
Systemet blir representert med en ekvivalent produksjonsenhet med uendelig høy ytelse, referert til som et stivt nett. Ekvivalenten representeres med en ideell spenningskilde bak en ekvivalent impedans for systemet. Det stive nettet har konstant spenning og kan oppta all aktiv og reaktiv effekt produsert fra generatoren.

Ved å se bort i fra resistans i ekvivalentkretsen kan aktiv effekt ved konstant magnetisering skrives som

$$P_e = P_{E_q} = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_q x_d} \sin 2\delta \quad (2.31)$$

hvor $x_d = X_d + X_T + X_s$ og $x_q = X_q + X_T + X_s$. Prefikset i P_{E_q} betegner at synkrongeneratoren har konstant magnetisering. Dette betyr at dersom det er en endring i mekanisk effekt til generatoren, er det bare vinkelen δ som vil endre seg i ligningen.

Effekt-vinkel karakteristikken blir da som vist i Figur 11, hvor også de to forskjellige leddene i (2.31) er inkludert. Her kan det sees at på grunn av reluktansleddet vil maksimal aktiv effekt bli noe høyere i forhold til ved sylindrisk rotor, og oppstår ved $\delta < \pi/2$. P_{sE_q} er aktiv effekt levert til systemet, men siden det er sett bort i fra resistansen i systemet, er $P_{sE_q} = P_e$.



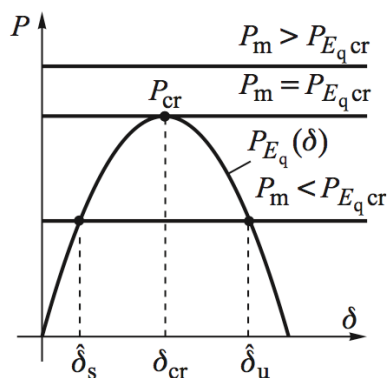
Figur 11: Effekt-vinkel karakteristikk ved konstant magnetisering [4]

For å se på likevektspunkt gjøres det en forenkling ved å se på en synkrogenerator med sylindrisk rotor, slik at reluktansleddet forsvinner. Aktiv effekt kan da skrives som

$$P_e(\delta) = P_{E_q}(\delta) = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta \quad (2.32)$$

I stasjonær tilstand opererer synkrogeneratoren ved synkront turtall og vil operere ved et likevektspunkt der $P_m = P_e(\hat{\delta})$, der $\hat{\delta}$ er vinkel ved likevektspunktet. Maksimal verdi til $P_{E_q}(\delta)$ blir referert til som kritisk effekt $P_{E_q cr}$ og korresponderende vinkel δ_{cr} blir referert til som kritisk vinkel. For en generator med sylindrisk rotor vil denne være $\delta_{cr} = \pi/2$.

Figur 12 viser effekt-vinkel karakteristikken ved tre forskjellige situasjoner. Mekanisk effekt P_m vil være konstant ved stasjonær tilstand og blir representert ved horisontale linjer. Krysningspunktene mellom mekanisk effekt og elektrisk effekt, gir likevektspunktene til generatoren.



Figur 12: Likevektspunkt for forskjellige verdier av mekanisk effekt [4]

For de tre forskjellige situasjonene i Figur 12 vil det være et likevektspunkt for $P_m = P_{E_q cr}$ og to likevektspunkter for $P_m < P_{E_q cr}$. For sistnevnte er det bare punktet ved vinkel $\hat{\delta}_s$ som vil være et stabilt likevektspunkt. Dersom generatoren opererer ved vinkel $\hat{\delta}_u$ og det oppstår en økning i mekanisk effekt, vil rotoren akselereres og øke

polhjulsvinkelen slik at den elektriske effekten i dette tilfellet blir mindre. Generatoren vil da ikke klare å nå et nytt likevektspunkt, slik at dette punktet vil være ustabil.

En generator med konstant magnetisering koblet til et stivt nett er stasjonært stabil dersom den befinner seg på venstre side av effekt-vinkel karakteristikken, slik at stigningstallet K_{E_q} til karakteristikken er positiv

$$K_{E_q} = \left. \frac{\partial P_{E_q}}{\partial \delta} \right|_{\delta=\hat{\delta}_s} > 0 \quad (2.33)$$

K_{E_q} blir referert til som koeffisient for stasjonær synkroniserende effekt.

Ved en forstyrrelse i systemet vil svingning i polhjulsinkel følge en transient effekt-vinkel karakteristik, som vil bli utdypet i påfølgende kapitler. Denne karakteristikken har en tilsvarende koeffisient referert til som koeffisient for transient synkroniserende effekt $K_{E'}$.

2.4 Småsignalstabilitet

Småsignalstabilitet referer til en synkronmaskins evne til å forbli i synkronisme under små forstyrrelser [3]. Slike små forstyrrelser oppstår kontinuerlig i kraftsystemet på grunn av små variasjoner i last og produksjon. Forstyrrelsene anses å være små nok til at en linearisering av systemligningene er tillatelig til analyseformål [5].

Ustabilitet kan oppstå ved en stadig økning i polhjulsinkel som følge av utilstrekkelig synkroniserende moment, eller ved oscillasjoner i polhjulsinkel med økende amplitude som følge av utilstrekkelig dempende moment. I dagens kraftsystem er småsignalstabilitet stort sett et problem i form av utilstrekkelig demping av oscillasjoner. Det finnes flere typer modi av oscillasjoner [5]:

- *Lokale modi* er forbundet med pendlinger i en enhet i en kraftstasjon i forhold til resten av kraftsystemet. En mode ansees å være lokal dersom pendlingene er lokalisert til en kraftstasjon, eller en liten del av kraftsystemet.
- *Systemmodi* er forbundet med pendlinger i en gruppe med maskiner i en del av kraftsystemet mot maskiner i en annen del. Svingningene som oppstår for en slik mode blir referert til som systemsvingninger. Systemsvingninger oppstår ved at to eller flere grupper med nært koblede maskiner er sammenkoblet med "svake" overføringer.
- *Kontrollmodi* er forbundet med reguleringsfunksjoner til produksjonsenheter eller andre typer reguleringsfunksjoner. Dårlig tunet spenningsregulatorer, turbinregulatorer, HVDC-omformere, eller SVCer, er vanligvis årsaken til ustabilitet for slike modi.
- *Torsjonsmodi* er forbundet med roterende komponenter i akslinger mellom turbin og generator. Ustabilitet i slike modi kan skyldes interaksjon med spenningsregulator, turbinregulator, HVDC kontrollsystem, og seriekompenserte overføringslinjer.

2.5 Transient stabilitet

Transient stabilitet refereres til som kraftsystemets evne til å forbli i synkronisme etterfølgt en alvorlig forstyrrelse som kortslutning på en overføringslinje. Den resulterende systemresponser involverer store utsving i polhjulsvinkler og er påvirket av det ulineære forholdet mellom effekt og vinkel [3].

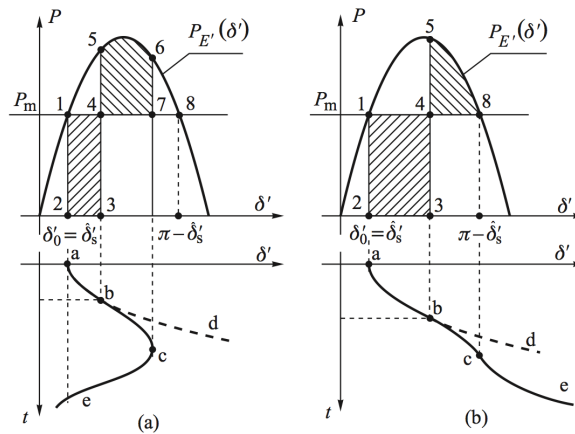
Stabilitet etterfølgt en alvorlig forstyrrelse er avhengig av systemets initiale driftstilstand og alvorlighetsgrad av forstyrrelsen [5]. Det vises derfor videre et eksempel på hvordan en generator blir påvirket av en trefase kortslutning.

Det blir sett på en såkalt "klassisk modell" med en generator representert ved en transient industert spenning E' bak en transient reaktans x'_d som representerer generatorens transiente reaktans, samt reaktans for transformator og nett. Generatoren i den klassiske modellen er tilknyttet et stivt nett med spenning V_s . Aktiv effekt levert til systemet kan da skrives som

$$P_e = P_{E'}(\delta') = \frac{E'V_s}{x'_d} \sin \delta' \quad (2.34)$$

hvor δ' er vinkel mellom visere til E' og V_s .

Figur 13 viser en generator som opererer ved et likevektspunkt 1 der $P_e = P_m$. I løpet av feilforløpet antas det at den mekaniske effekten er konstant, og er representert med en horisontal linje.



Figur 13: Trefase kortslutning med (a) kort klareringstid og (b) lang klareringstid [4]

Før forstyrrelsen vil generatoren operere på et likevektspunkt 1, og vil under feilen ikke levere effekt til systemet, og da havne i punkt 2. Under feilen vil rotoren akselereres som følge av at mekanisk effekt som virker på rotoren er større en den motvirkende elektriske effekten, og vil følge linja a-b-d. I løpet av dette forløpet vil kinetisk energi i rotoren øke og være proporsjonalt med arealet 1-2-3-4 og rotoren beveger seg fra punkt a til punkt b.

Ved punkt 3 klareres feilen, og generatoren vil igjen følge karakteristikken $P_{E'}(\delta')$ og gå fra punkt 3 til punkt 5. Akselerasjonen til rotoren vil nå avta, men på grunn av

treghetsmomentet vil polhjulsvinkelen fortsette å øke frem til arbeidet gjort under retardasjonen er lik arealet 1-2-3-4. Ved kort klareringstid som i Figur 13 (a), vil dette være lik arealet 4-5-6-7. Rotoren vil ha nådd synkron hastighet i punkt 6, og polhjulsvinkelen vil ikke øke forbi punkt c. Generatoren vil forbli i synkronisme og være stabil for denne forstyrrelsen.

I motsatt tilfelle er klareringstiden for feilen lenger som i Figur 13 (b), hvor den økte kinetiske energien proporsjonal med arealet 1-2-3-4 er mye større i forhold til Figur 13 (a). Arbeidet som blir utført under retardasjonen proporsjonalt med arealet 4-5-8, klarer ikke oppta all kinetisk energi og turtallsavviket vil ikke bli null før rotoren når punkt 8. Etter dette punktet vil den mekaniske effekten være større en den elektriske effekten og rotoren vil akselereres slik at polhjulsvinkelen vil fortsette å øke, og generatoren vil falle ut av synkronisme.

2.6 Lineæranalyse

Småsignalanalyse ved hjelp av lineære teknikker skaffer verdifull informasjon om iboende dynamiske karakteristika til et kraftsystem [5].

Her beskrives det hvordan et dynamisk system kan lineariseres og hvilke teknikker som kan brukes for å studere småsignalstabilitet i et system.

2.6.1 Tilstandsrommodell

Et dynamisk system kan beskrives ved et sett med n koblede førsteordens differensialligninger på formen [5]:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.35)$$

hvor n er systemets orden og r antall inngangssignaler. Med vektornotasjon kan dette skrives som

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (2.36)$$

hvor

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Vektoren \mathbf{x} er en tilstandsvektor og dens elementer er tilstandsvariabler. Vektorrommet som utspennes av tilstandsvektoren kalles tilstandsrommet og (2.36) er en tilstandsrommodell. Vektoren \mathbf{u} har dimensjon r og inneholder variabler som påvirker systemet utenfra [8].

Tid er angitt som t , og den tidsderiverte av tilstandsvariablene \mathbf{x} er angitt som $\dot{\mathbf{x}}$. Dersom de deriverte av tilstandsvariable ikke er eksplisitte funksjoner av tid kan (2.36) forenkles til

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.38)$$

2.6.2 Linearisering

Ved å se på polhjulssvingninger rundt et likevektspunkt, tas det utgangspunkt i en andreordensmodell beskrevet ved svingeligningen. Ligning (2.27) og (2.28) skrives som

$$\begin{aligned} f_1(\delta, \omega) &= \dot{\delta} = \Delta\omega = \omega - \omega_{sm} \\ f_2(\delta, \omega) &= \Delta\dot{\omega} = \frac{1}{M}(P_m - P_e - P_D) \end{aligned} \quad (2.39)$$

Tilstandsrommodellen lineariseres, og skrives som

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} \quad (2.40)$$

Prefikset Δ angir en liten endring i tilstandsvariablene og \mathbf{A} er tilstandsmatrisen.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \delta} & \frac{\partial f_1}{\partial \omega} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta} & \frac{\partial f_2}{\partial \omega} \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

De partiellderiverte i A-matrisen blir beregnet for et likevektspunkt rundt området en vil studere små forstyrrelser. For andreordenssystemet det her blir tatt utgangspunkt i, blir de partiellderiverte

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial \delta} &= \frac{\partial}{\partial \delta} \Delta\omega = 0 \\ \frac{\partial f_1}{\partial \omega} &= \frac{\partial}{\partial \omega} \Delta\omega = 1 \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta} &= \frac{\partial}{\partial \delta} \left(\frac{1}{M} (P_m - P_e - P_D) \right) = \frac{\partial}{\partial \delta} \left(-\frac{P_e}{M} \right) = -\frac{K_{E'}}{M} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \omega} &= \frac{\partial}{\partial \omega} \left(\frac{1}{M} (P_m - P_e - P_D) \right) = \frac{\partial}{\partial \omega} \left(-\frac{P_D}{M} \right) = -\frac{D}{M} \end{aligned} \quad (2.42)$$

På matriseform blir da det lineariserte systemet

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{K_{E'}}{M} & -\frac{D}{M} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix}. \quad (2.43)$$

2.6.3 Egenverdier

Når systemet er linearisert, er det mulig å beregne systemets egenverdier. Hver mode i systemet har en korresponderende egenverdi som kan være en reel eller kompleks verdi.

Den tidsvarierende karakteristikken til en mode med en egenverdi λ_i , er gitt ved $e^{\lambda_i t}$. Dette gjør at stabiliteten til et system blir bestemt av egenverdiene som følger: [5]

- En reel egenverdi tilsvarer en ikke-oscillatorisk mode. En negativ egenverdi representerer en avtagende mode. En positiv egenverdi representerer aperiodisk ustabilitet.
- Komplekse egenverdier forekommer i konjugerte par, hvor hvert par tilsvarer en oscillatorisk mode.

Egenverdiene til tilstandsmatrisen \mathbf{A} kan finnes ved å løse

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = |\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}| = 0 \quad (2.44)$$

Fullt utskreven vil (2.44) anta formen

$$\lambda^2 + \frac{D}{M} \lambda + \frac{K_{E'}}{M} = 0 \quad (2.45)$$

Ligning (2.45) kalles den karakteristiske ligningen til \mathbf{A} . Løsningen til denne ligningen vil forme et komplekskonjugert par som er egenverdiene til systemet slik at

$$\lambda_{1,2} = -\frac{D}{2M} \pm j \sqrt{\frac{K_{E'}}{M} - \left(\frac{D}{2M}\right)^2}. \quad (2.46)$$

Ved å sette

$$\alpha = -\frac{D}{2M}, \quad \Omega = \sqrt{\frac{K_{E'}}{M} - \left(\frac{D}{2M}\right)^2}, \quad (2.47)$$

kan egenverdien skrives som $\lambda_{1,2} = \alpha \pm j\Omega$ hvor Ω er frekvensen til svingningene (i rad/s) og α er dempekoeffisienten. Koeffisienten

$$\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \Omega^2}}, \quad (2.48)$$

blir referert til som relativ demping, og bestemmer hvor hurtig amplituden til oscilleringen avtar. Relativ demping på 0,05 (eller 5 %) blir ansett som en nedre grense for tilfredsstillende demping [4].

Ved å beregne egenverdiene til systemet for en gitt driftssituasjon, kan en da identifisere eventuelle modi som er under tilfredsstillende dempet, og se på frekvensen til svingningene for å identifisere typen mode.

2.6.4 Modalanalyse og sensitivitet

Ved å linearisere et system er det en rekke teknikker som kan benyttes for å videre analysere systemet. Det gis her en kort beskrivelse av teknikkene som vil bli brukt i forbindelse med simuleringer i simuleringsverktøyet Simpow. For en matematisk beskrivelse av disse teknikkene henvises det til [4] og [5].

Simpow brukes blant annet for å beregne egenverdier til system som studeres, som videre muliggjør metoder som modalanalyse og sensitivitetsanalyse. Disse inkluderer beregning av:

- Mode shapes
- Participation factors
- Data scanning

Under modalanalyse er mulig å beregne såkalte "mode shapes", som gir en indikator på observerbarhet i en gitt mode. Dette gjøres i Simpow ved å legge på et signal med frekvensen til en valgt egenverdi på for eksempel mekanisk moment, som resulterer i et turtallsavvik på maskinen. Visere blir presentert i et diagram som representerer kinetisk energi som oscillerer mellom involverte maskiner. Visere er normalisert for største rotorutsving i kinetisk energi [9]. En "mode shape" viser hvor observerbare de involverte maskinene er for en gitt mode.

Ved sensitivitetsanalyse er det mulig beregne en "Sensitivity overview" som er en liste med komponenter med sine parametere, som viser hvor stor innvirkning komponenten har på en valgt egenverdi [9]. Sensitivitetsanalyse kan også gjøres i henhold til en spesiell parameter ved såkalt "data scanning". Denne gir en oversikt på hvordan valgt egenverdi vil endres i det komplekse plan for endring i en gitt parameter.

"Participation factors" er koeffisienter som gir informasjon om hvor observerbar og kontrollerbar en tilstandsvariabel er for en gitt mode, og gir et mål av netto deltakelse av denne tilstandsvariabelen i en gitt mode.

2.7 Spenningsregulatorens påvirkning på demping

2.7.1 Effekt av varierende fluksforslyngning

I foregående kapitler gjøres forenklinger hvor transient induisert spenning i synkrongeneratoren er antatt konstant, slik at endring i aktiv effekt oppstår bare som følge av endring i polhjulsvinkel. Under transiente forhold vil i midlertidig fluksforslyngning mellom feltvikling og ankervikling endres, som følge av at fluksen blir tvunget utenom rotorkretsen på grunn av en "skjermende" effekt fra feltvikling og dempevikling.

Effekten av varierende fluksforslyngning vil påvirke den induserte spenningen. For en synkronmaskin med utpregede poler når $E' = E'_q$, kan en endring i transient indusert spenning deles opp i to komponenter [4]:

$$\Delta E'_q = \Delta E'_{q(\Delta\delta)} + \Delta E'_{q(\Delta E_f)} \quad (2.49)$$

De to komponentene representerer endring i E'_q som følge av endring i polhjulsvinkel $\Delta E'_{q(\Delta\delta)}$, og som følge av endring i magnetisering $\Delta E'_{q(\Delta E_f)}$. Komponentene kan forenklet beskrives ved

$$\Delta E'_{q(\Delta\delta)} = -\frac{AB}{1 + BT'_{d0}s} \Delta\delta, \quad \Delta E'_{q(\Delta E_f)} = +\frac{B}{1 + BT'_{d0}s} \Delta E_f \quad (2.50)$$

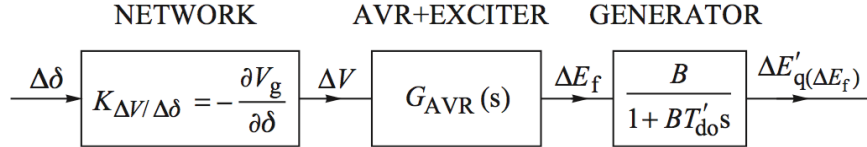
hvor $\Delta\delta = \Delta\delta'$, og konstantene A og B er avhengig av driftssituasjon samt generator reaktanser og reaktanser i nettet. Dersom motstand i generator og nettet neglisjeres, er

$$A = \frac{1 - B}{B} V_s \sin \delta_0 \quad \text{og} \quad B = \frac{X'_d - X}{X_d - X} = \frac{x'_d}{x_d} \quad (2.51)$$

hvor x'_d og x_d er henholdsvis samlet transient- og synkronreaktans for generator og nett.

Machowski viser i [4] at endringen transient indusert spenning som følge av endring i polhjulsvinkel $\Delta E'_{q(\Delta\delta)}$, vil lede endringen i polhjulsvinkel med 90 grader. Den vil da ligge i fase med turtallsendringen $\Delta\omega = d\Delta\delta/dt$ og bidra med ekstra dempende moment.

Hvordan endring i magnetisering vil påvirke dempingen vil være bestemt av faseforskyvningen mellom $\Delta E'_{q(\Delta E_f)}$ og $\Delta\omega$ (eller $\Delta\delta$). Komponenter som bestemmer denne faseforskyvningen er illustrert ved hjelp av blokkene i Figur 14.



Figur 14: Komponenter som bestemmer faseforskyvning mellom $\Delta\delta$ og $\Delta E'_{q(\Delta E_f)}$ [4]

Første blokken består av et proporsjonalelement $K_{\Delta V/\Delta\delta}$. En økning i polhjulsvinkel $\Delta\delta$, gir en avtagende generatorspenning med $\Delta V_g \cong (\partial V_g/\partial\delta)\Delta\delta$, som gir et resulterende spenningsavvik lik $K_{\Delta V/\Delta\delta}\Delta\delta$.

Konstanten $K_{\Delta V/\Delta\delta}$ er gitt som følger ved linearisering om et punkt definert ved δ'_0 , E'_0 og V_{g0} :

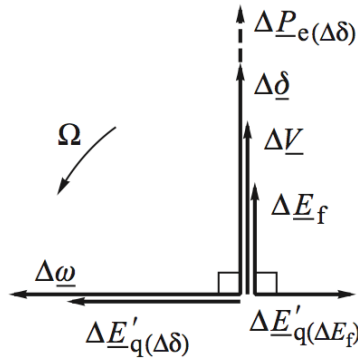
$$K_{\Delta V/\Delta\delta} = -\frac{\partial V_g}{\partial\delta'} = \frac{X'_d X}{(X'_d + X)^2} \frac{E'_0}{V_{g0}} V_s \sin \delta'_0 \quad (2.52)$$

Denne konstanten er en forenklet utgave av det som i annen litteratur (for eksempel i [5]) blir referert til som lineariseringskonstant K_5 . Det gjøres oppmerksom på at konstantene K_5 og $K_{\Delta V/\Delta\delta}$, defineres med forskjellig fortegn. $K_{\Delta V/\Delta\delta}$ vil være positiv over et stort

område for vinkel δ'_0 og da medføre at spenningsavviket vil være i fase med endring i polhjuls vinkel. Størrelse på spenningsavviket vil være avhengig av størrelse på $K_{\Delta V/\Delta\delta}$.

Den andre blokken representerer transferfunksjon til spenningsregulator og magnetiseringssystem, som vil omforme reguleringsavviket til en endring i magnetisering ΔE_f . Den siste blokken representerer en endring i $\Delta E'_q$ som følge av endring i magnetisering.

For statisk magnetiseringssystem med proporsjonal regulator, vil faseforskyvningen være liten, og det antas at ΔV er i fase med ΔE_f . I tillegg antas det at hvert signal varierer sinusformet med frekvensen til rotorsvingningene og kan representeres med visere.



Figur 15: Visere med roterende frekvens omega [4]

I Figur 15 ser vi at viseren $\Delta E'_q(\Delta\delta)$ leder $\Delta\delta$ med 90 grader og er i fase med turtallsendringen som skaper et dempende moment. $\Delta E'_q(\Delta E_f)$ ligger etter ΔE_f med 90 grader og kommer i motfase med $\Delta E'_q(\Delta\delta)$. Spenningsregulering vil da redusere den dempende effekten fra feltviklingen. Dersom $\Delta E'_q(\Delta E_f)$ er større en $\Delta E'_q(\Delta\delta)$ vil spenningsregulering introdusere en netto negativ demping i systemet. Negativ demping vil øke med:

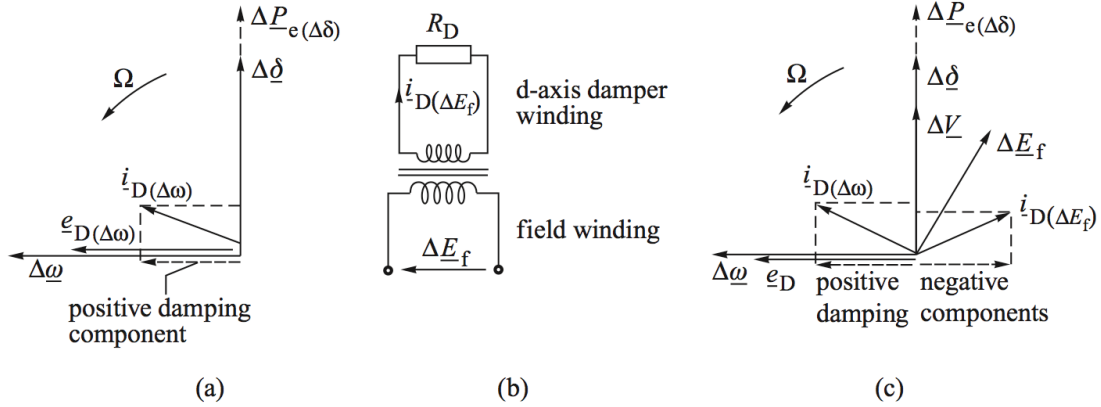
- Høy last på generator (større polhjuls vinkel δ'_0 som resulterer i en stor verdi for konstanten $K_{\Delta V/\Delta\delta}$)
- Høy forsterkning i spenningsregulatoren som bestemmer størrelsen på ΔE_f
- Høy reaktans i systemet X som bestemmer verdien til $K_{\Delta V/\Delta\delta}$

2.7.2 Spenningsregulatorens påvirkning på dempevikling

Spenningsregulatoren vil også påvirke effekten til dempeviklinger i generatoren. Det sees videre på hvordan dempevinkling i d-akse vil påvirkes av spenningsregulatoren.

En endring i polhjuls vinkel vil resultere i en turtallsendring $\Delta\omega$. I henhold til Faradays lov vil det induseres en spenning i dempeviklingen som er proporsjonal med turtallsavviket. Strømmen som drives av den induserte spenning virker tilbake på luftgapsfluksen og produserer et moment som blir referert til som naturlig dempende moment. Den induserte spenningen $e_D(\Delta\omega)$ er i fase med $\Delta\omega$ som vist i Figur 16 (a).

Dempevikling har en stor motstand som gjør at strømmen $\underline{i}_{D(\Delta\omega)}$ vil ligge etter $\underline{e}_{D(\Delta\omega)}$ med en vinkel som er mindre en 90 grader. Komponenten til strømmen som er i fase med $\Delta\omega$ vil bidra med naturlig dempende moment, i tillegg til at komponenten som er i fase med $\Delta\delta$ vil bidra med synkroniserende moment.



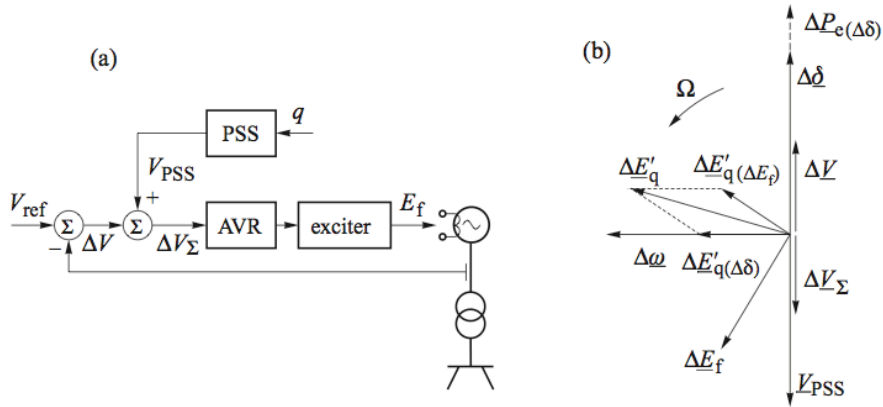
Figur 16: Viserdiagram for inkrement som oscillerer med frekvens omega for dempeviklingene: (a) naturlig demping, (b) feltvikling og dempevikling som transformator (c) naturlig og kunstig demping [4]

Dempevikling i d-aksen ligger i "banen" til polfluksen som oppstår fra feltviklingen. Dette gjør at de to viklingene er magnetisk sammenkoblet, og kan bli behandlet som en transformator som i Figur 16 (b), hvor den blir forsynt med spenningen ΔE_f og lastet med resistansen i dempeviklingen R_D . Strømmen $\underline{i}_{D(\Delta E_f)}$ som blir induert i dempeviklingen som følge av endring i magnetiseringen, ligger etter ΔE_f som vist i Figur 16 (c). Den horisontale komponenten av denne strømmen vil ligge motsatt rettet i forhold til horisontal komponent til $\underline{i}_{D(\Delta\omega)}$ og da bidra med negativ demping. Spenningsregulatoren svekker dempingen fra dempeviklingen og dette blir referert til som "kunstig demping".

Kunstig demping blir mer fremtredende for høyere $\underline{i}_{D(\Delta E_f)}$ strømmer, og noen av faktorene som påvirker dette er de samme som beskrevet i kapittel 2.7.1: last på generator, reaktans i nettet, og forsterkning i spenningsregulator.

2.7.3 Kompensering for negativ demping

For å kompensere for de negativt dempede komponentene som spenningsregulatoren introduserer er det mulig å tilføre et tilleggssignal i reguleringsløyfen til spenningsregulatoren som vist i Figur 17 (a). Dette er den vanligste måten for å forbedre småsignalstabilitet og transient stabilitet på.



Figur 17: Tilleggssignal i spenningsreguleringsløyfen: (a) blokkdiagram, (b) viserdiagram [4]

Komponenten som lager tilleggssignalet kalles en dempetilsats eller PSS (Power System Stabiliser). I stasjonær tilstand når det ikke er noen turtallsendringer, skal utgangen på dempetilsatsen være null og spenningsregulatoren skal bare regulere etter spenningsavviket ΔV . Under transient tilstand vil ikke turtallet være konstant, og spenningen og rotoren vil oscillere som følge av endring i polhjulsvinkel. Oppgaven til dempetilsatsen er da å lage et tilleggssignal som kompenserer for oscilleringene i ΔV og produsere en komponent med dempende moment som er i fase med turtallsendringen.

Signal fra dempetilsatsen er representert ved viseren \underline{V}_{PSS} i Figur 17 (b). \underline{V}_{PSS} er i motfase med og større en $\underline{\Delta V}$, som gjør at netto reguleringsavvik $\underline{\Delta V}_\Sigma$ nå vil ligge 90 grader foran turtallendringen $\Delta\omega$ i stedet for 90 grader etter som vist i forrige delkapittel. Faseforskyvning gjennom spenningsregulatoren og magnetiseringssystemet gjør at ΔE_f vil ligge noen grader etter $\underline{\Delta V}_\Sigma$. Som beskrevet i forrige delkapittel vil $\underline{\Delta E}'_{q(\Delta E_f)}$ ligge etter ΔE_f med 90 grader og vi ser nå at $\underline{\Delta E}'_{q(\Delta E_f)}$ vil få en komponent som er i fase med $\Delta\omega$ og dermed bidra med dempende moment.

Dersom signalet fra dempetilsatsen \underline{V}_{PSS} er mindre en $\underline{\Delta V}$, vil bare en del av den negative dempingen fra spenningsregulatoren kompenseres.

Typiske målinger som blir brukt til inngang til dempetilsatsen er endring i turtall, aktiv effekt på generatoren, eller frekvens på generator klemmespenning. Type dempetilsats som blir brukt i simuleringene vil bli videre forklart i beskrivelse av simuleringmodellen.

3 Systembeskrivelse

3.1 Sentral- og regionalnett

Konsesjonsområdet til Lyse dekker kommunene Stavanger, Sandnes, Sola, Randaberg, Gjesdal, Time, Rennesøy, Kvitsøy, Strand, Finnøy og Hjelmeland. Sentral- og regionalnettet i området er presentert ved hjelp av et forenklet enlinjeskjema i vedlegg F3, hvor transformator- og kraftstasjoner er representert ved enkle blokker, og fargekoder representerer forskjellige spenningsnivå. Et mer detaljert enlinjeskjema er lagt ved i Vedlegg B, og representerer modellen av sentral- og regionalnettet som benyttes i simuleringer i Simpow.

Analyseområdet omfatter sentralnett og 132 kV regionalnett i henhold til vedlegg F3, men unntak av stasjonene Moen og Lyse. Underliggende 50 kV regionalnett er utelatt og erstattet med lastpunkter på de respektive transformatorstasjonene hvor underliggende nett er tilknyttet. Linje-, kabel-, og transformatordata for analyseområdet finnes i Vedlegg A, og er hentet fra Lyses elektroniske systemer som NIS, Netbas, og "Anleggsguide", samt Lyses arkiv.

3.2 Kraftverk

De største produksjonsenhetene i regional- og sentralnettet består av kraftverkene Flørli (80 MW), Tjodan (110 MW) og Lysebotn (210 MW). Tjodan kraftverk er tilknyttet sentralnettet i Lyse transformatorstasjon, og kommer utenfor analyseområdet.

Flere mindre kraftverk er tilknyttet 50 kV regionalnettet og blir dermed utelatt. Underliggende nett i Tronsholen er tilknyttet kraftverkene Oltedal (9,6 MW), Oltesvik (5,2 MW) og Maudal (24 MW), i tillegg til en del småskala kraftverk driftet av private aktører. Underliggende nett i Dalen er tilknyttet kraftverkene Dalen (5,5 MW), Hauskje (0,6 MW) og Hjelmeland (6 MW).

Kraftverkene som omfattes av analyseområdet består av Flørli, Lysebotn og Jøssang kraftverk. Flørli kraftverk ble satt i drift i 1999 og erstattet gamle Flørli kraftverk fra 1918. Det har en installert effekt på 80 MW med et aggregat og midlere produksjon på 289 GWh. Flørli er tilknyttet regionalnettet ved en T-avgreining i Helmikstøl. Her kan kraftverket kobles mot linje Tronsholen – Lysebotn 2, eller Tronsholen – Lysebotn 3 etter behov. Normalkobling er mot linje 3 da denne har størst kapasitet.

Lysebotn kraftverk er det eldste og største av kraftverkene i Lysefjorden med en installert effekt på 210 MW, og har en midlere årsproduksjon på 1242 GWh. Kraftverket består av totalt seks aggregater hvor de tre første ble satt i drift i 1953, og de tre siste i 1964. Lysebotn kraftstasjon driftes med delt samleskinnedrift, slik at produksjonen kan

overføres mot Tronsholen og mot Moen etter behov. Jøssang kraftverk er det nyeste kraftverket og ble satt i drift 08.12.2010.

Hoveddata for generator, turbin, samt hvilke type regulatorer som benyttes for samtlige kraftverk finnes i Vedlegg C. Parameterlister for reaktanser og tidskonstanter for generatorene finnes i Vedlegg D. Informasjonen er hentet er fra Lyses elektroniske system "Anleggsguide", samt fra Lyses arkiv.

4 Casebeskrivelse og hendelsesoversikt

4.1 Registrerte pendlinger

I løpet av de siste syv årene er det registrert fem tilfeller med stående pendlinger i aktiv og reaktiv effekt i regionalnettet. Hendelsene har oppstått på følgende datoer:

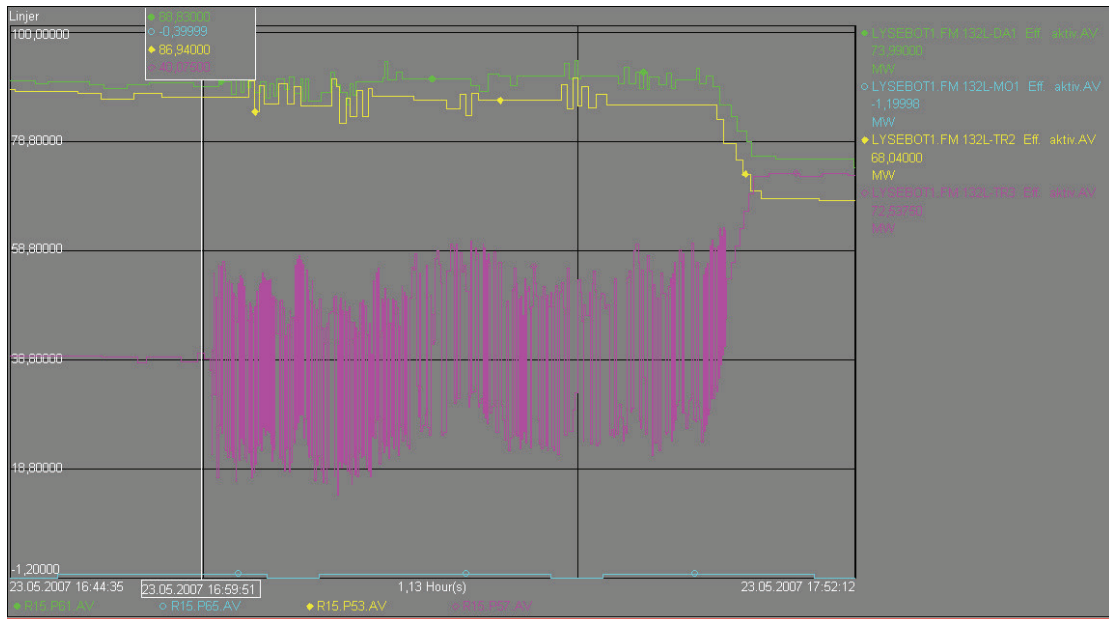
- 23.05.2007 kl. 17:00
- 24.09.2007 kl. 06:52
- 18.03.2008 kl. 15:40
- 19.11.2010 kl. 14:30
- 09.06.2011 kl. 11:16

På disse datoene er det ikke registrert noen driftsforstyrrelser i regional- eller sentralnettet, eller i underliggende nett. Pendlingsepisodene i 2007 og 2008 er bra dokumenterte i form av rapporter og notater hos Lyse. Det finnes blant annet flere diagrammer fra SCADA-målinger for forskjellige stasjoner i regionalnettet, hvor et utvalg av målinger fra 23.05.2007 vil bli studert videre. SCADA-målingene gir et grovt bilde av pendlingsforløpene, da det blir opplyst fra Lyse at målingene har en samplingstid på 2 sekunder. Dette gjør det blant annet vanskelig å bestemme svingefrekvens til pendlingene. Avlesing av verdier under pendlingsforløp vil også være grove som følge av samplingstiden, i tillegg til at amplitude og middelvei kan endres underveis i forløpet.

Driftssituasjon for generatorene forut for hendelsene i 2007 og 2008 finnes i Vedlegg G. Hendelsene i 2007 og 2008 har store likhetstrekk:

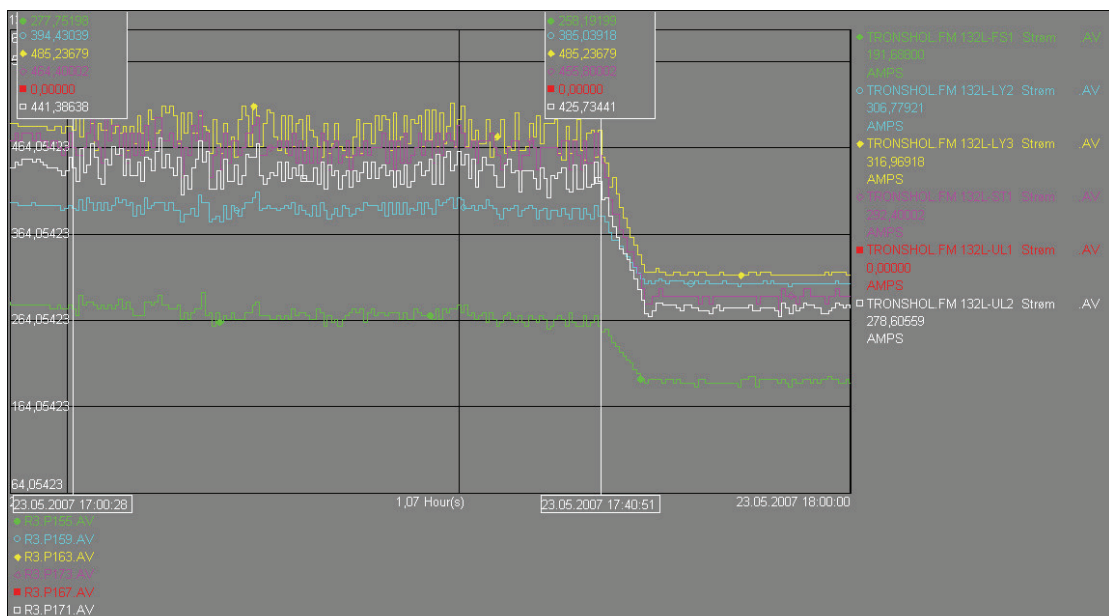
- Generatorene i Flørli og Lysebotn opererer med, eller opp til full produksjon
- Generatorer i Lysebotn med produksjon mot Moen er i liten eller ingen grad involvert under pendlingene
- Pendlingene er stående frem til produksjon i Flørli blir redusert manuelt
- Aktiv effekt i linje Tronsholen – Lysebotn 3 har markant større utsving i forhold til resterende parallelle overføringer mellom Tronsholen og Lysebotn
- Flørli er koblet mot Tronsholen – Lysebotn 3 ved T-avgreining i Helmikstøl

Figur 18 viser SCADA-målinger for aktiv effekt i Lysebotn. Her observeres det markant større utsving i aktiv effekt i linje Tronsholen – Lysebotn 3, i forhold til resterende linjer mellom Tronsholen og Lysebotn. Peak-til-peak verdi leses av til å være ca. 30 MW.



Figur 18: SCADA-målinger fra Lysebotn for aktiv effekt i 132 kV linje Dalen – Lysebotn, Lysebotn – Moen, Tronsholen – Lysebotn 2, og Tronsholen – Lysebotn 3 23.05.2007

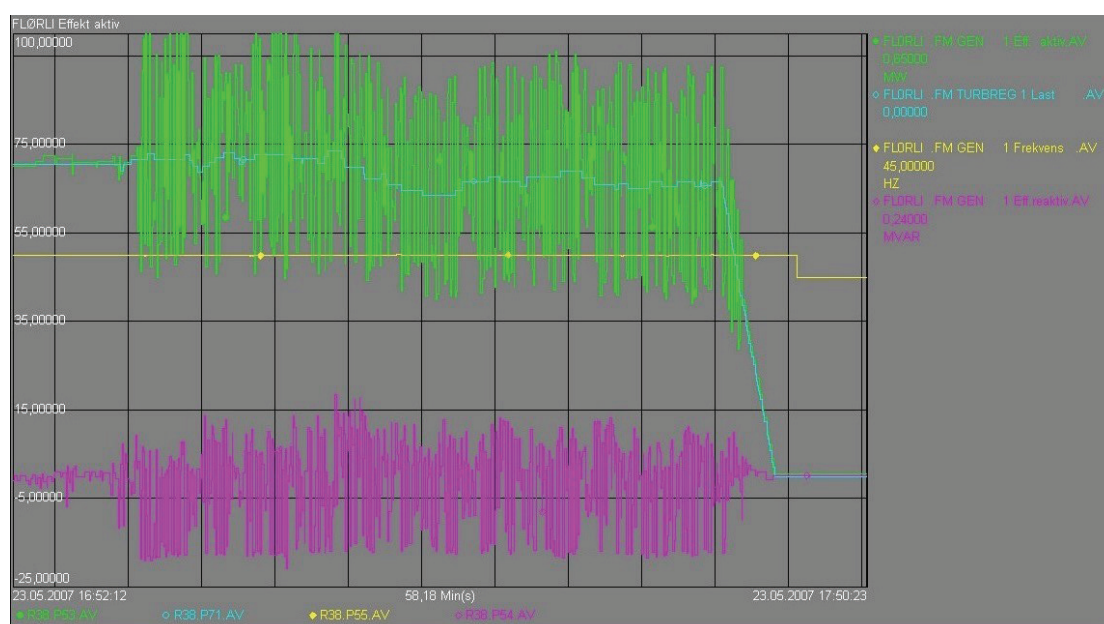
Målinger for aktiv effekt i motsatt ende (Tronsholen) har ikke vært tilgjengelige, men fra diagram i Figur 19 i Tronsholen, observeres det noe pendling i strøm for Tronsholen – Lysebotn 3, samt i utveksling mot sentralnettet. For resterende linjer mellom Tronsholen og Lysebotn observeres det mindre utsving. Pendling i strømmåling leses av til å være ca. 35 A (peak-til-peak). Dersom det antas en spenning på 122 kV vil pendling i tilsynelatende effekt være $S=122\text{kV}\cdot 35\text{A}\cdot\sqrt{3}=7,4\text{ MVA}$.



Figur 19: SCADA-målinger fra Tronsholen for strøm i 132 kV linje Forsand – Tronsholen, Tronsholen – Lysebotn 2, Tronsholen – Lysebotn 3, Tronsholen – Stokkeland, Stokkeland – Ullandhaug 1, Stokkeland – Ullandhaug 2 23.05.2007

Med bakgrunn i den markante forskjellen på pendling i aktiv effekt på parallelle overføringer mellom Tronsholen og Lysebotn, samt ulike størrelse på utsving i hver ende av Tronsholen – Lysebotn 3 på henholdsvis 7,4 MVA og 30 MW, ser det ut til at pendlingene i hovedsak foregår mellom generatorene i Flørli og Lysebotn.

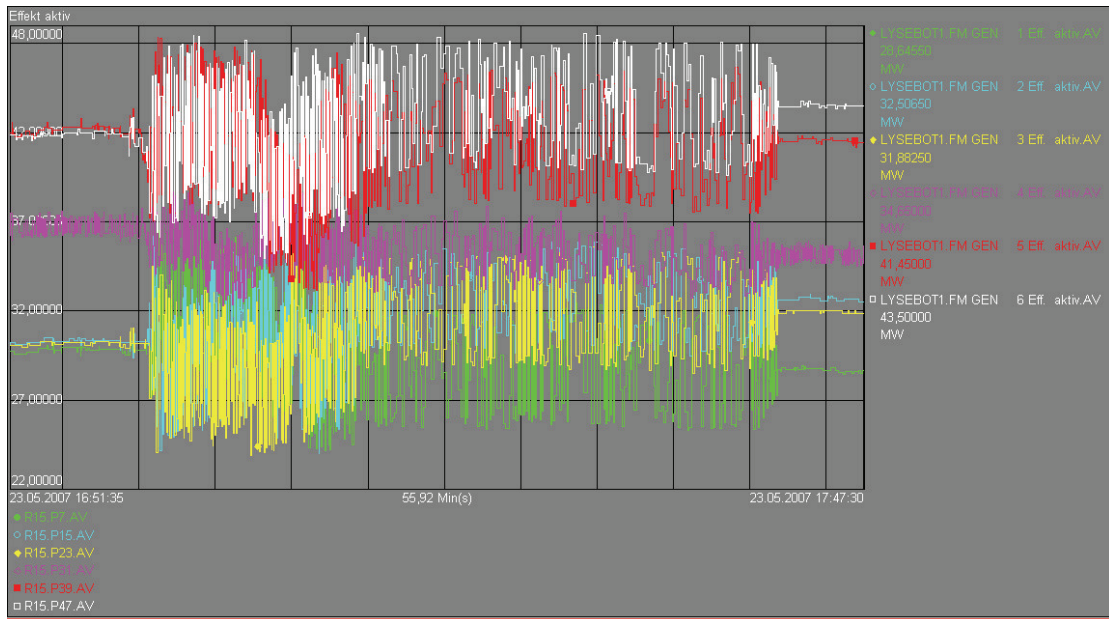
Figur 20 viser SCADA-målinger for aktiv effekt, reaktiv effekt, frekvens, og pådrag til turbinregulator. Aktiv effekt ser ut til å pendle med opp til ca. 47 MW peak-til-peak, og reaktiv effekt opp til ca. 26 MVar. Det observeres også noe forstyrrelse i reaktiv effekt forut for pendlingene i aktiv effekt. I tillegg endres middelerdi til reaktiv effekt under pendlingene. Tilsvarende endring i middelerdi ble også observert i [10], hvor det ble studert samme type spenningsregulator som i Flørli kraftverk. Det ble funnet at endring i middelerdi av reaktiv effekt under pendlinger, kan tyde på at feltstrømsbegrenser blir aktivert.



Figur 20: SCADA-målinger for Flørli kraftverk 23.05.2007

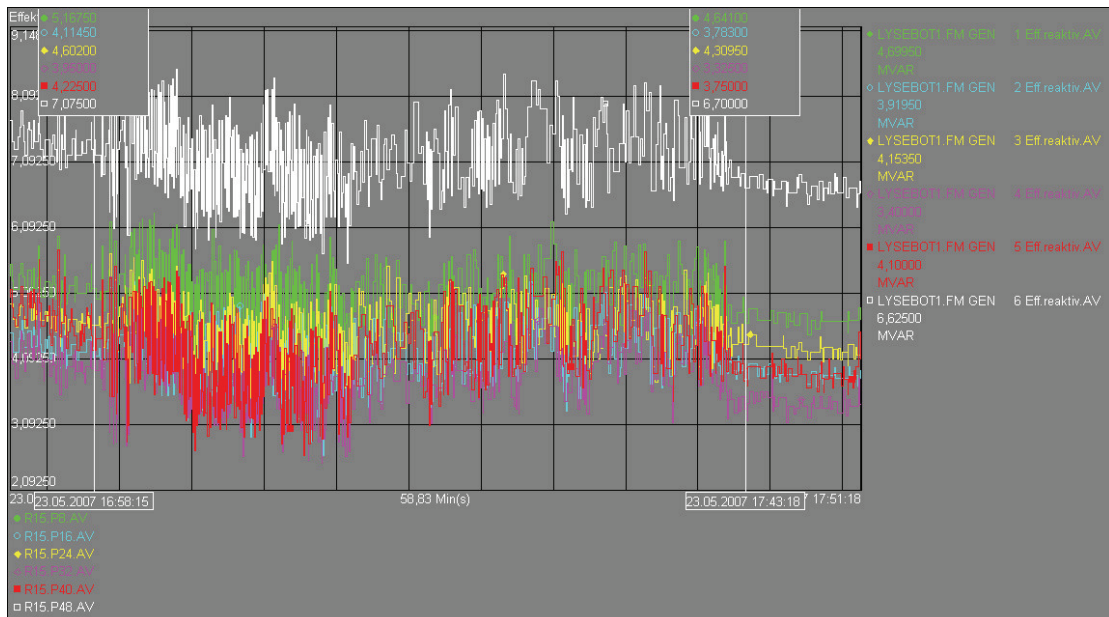
Figur 21 viser SCADA-målinger for aktiv effekt for samtlige generatorene i Lysebotn. Det observeres pendling i aktiv effekt på opp til ca. 7,5 MW for de største aggregatene.

Det ser ut til at pendlingene i aktiv effekt i Lysebotn har startet først i generator 4 med peak-til-peak verdi på ca. 2,5 MW som fortsetter også etter produksjon i Flørli er blitt redusert. Det samme er ikke observert for de andre episodene. I tillegg var generator 4 koblet mot Moen i 2008, og pendlet ikke.



Figur 21: SCADA-målinger for aktiv effekt i Lysebotn G1-G6 23.05.2007

Figur 22 viser SCADA-målinger for reaktiv effekt for samtlige generatorer i Lysebotn. Her observeres det pendlinger opp til ca. 1,7 MVar, også her observeres det noe forstyrrelser i reaktiv effekt forut for pendlingene.



Figur 22: SCADA-målinger for reaktiv effekt for Lysebotn G1-G6 23.05.2007

For pendlingene i 2010 og 2011 er det ikke funnet tilsvarende diagrammer som for 2007 og 2008, og informasjon er funnet fra feilrapporter fra operatørene ved driftssentralen til Lyse. I 2011 var pendlingene mindre hvor aktiv effekt i Flørli pendlet mellom 72 og 90 MW. Det ble også da registrert pendlinger i generatorer i Lysebotn, men da i etterkant av hendelsen, ved å undersøke SCADA-målinger.

4.2 Casebeskrivelse

I perioden fra 2007 frem til 2013 har regionalnettet blitt endret i form av forskjellig nett-topologi samt ved at nye transformator- og kraftstasjoner som har blitt tilknyttet regionalnettet. Casene er delt opp i henhold til disse endringene som følger:

- Case A og B: Regionalnett anno 2007
- Case C: Regionalnett anno 2008
- Case D: Regionalnett anno 2013

4.2.1 Case A og B

I case A og B blir det sett på hendelser med pendling som fant sted henholdsvis 23.05.07 og 24.09.07. Disse hendelsene oppstod samtidig som det foregikk omfattende arbeider på Ullandhaug transformatorstasjon i Stavanger. Arbeidet medførte at hele stasjonen ble gjort spenningsløs, og last ble flyttet til andre transformatorstasjoner. På grunn av arbeid på utendørsanlegget, ble innkommende linjer loopet forbi Ullandhaug (i Tronsholen transformatorstasjon), slik at nettet ble endret.

Et forenklet enlinjeskjema for det studerte systemet for case A og B finnes i vedlegg F1.

4.2.2 Case C

Ved hendelsen i 2008 var det ikke et spesielt koblingsbilde i regionalnettet som i 2007. Forenklet enlinjeskjema for det studerte systemet mellom 2008 og 2009, finnes i vedlegg F2.

I tillegg til å studere systemet for driftssituasjonene 18.03.2008, vil case C bli sammenlignet med driftssituasjonen i case A, for å undersøke hvordan demping har blitt endret som følge av endring i nett-topologi.

4.2.3 Case D

I løpet av 2010 ble det gjort flere endringer i regionalnettet. Skeiane transformatorstasjon ble oppgradert fra 50 kV til 132 kV og tilknyttet regionalnettet mellom Ullandhaug og Tronsholen transformatorstasjon. Denne forbindelsen ble noe endret ved at deler av linjestrekket ble koblet forbi med innskutte kabler til Skeiane. I tillegg ble nytt kraftverk Jøssang, tilknyttet regionalnett mellom Forsand og Dalen transformatorstasjon. I Lysebotn ble transformatorene til generator 5 og 6 byttet ut med nye trinnbare transformatorer. Disse har forskjellig omsetningsforhold i forhold til de gamle transformatorene. Forenklet enlinjeskjema for det studerte systemet mellom 2010 og 2013 finnes i vedlegg F3.

I case D blir det utført tester for sammenlignende simuleringer med målinger som blir beskrevet i neste kapittel. I tillegg vil også case D sammenlignes med driftssituasjon i case A for å se på innvirkningen av endringene i regionalnettet med og uten produksjon i Jøssang kraftverk.

5 Målinger i regionalnettet

5.1 Generelt

I perioden 10.05.2013 – 22.05.2013, har det blitt etablert et måleinstrument av type Elspec G4500 i regionalnettet for å undersøke om det kan være tendenser til pendlinger, samt påføre systemet en forstyrrelse og måle responsen. Måleinstrumentet er utlånt fra Sintef Energi AS og Lyse Elnett AS har stått for oppkobling av måleutstyret. Måleinstrumentet ble plassert i Lysebotn kraftverk for å måle strøm og spenning på 132 kV linje Tronsholen 3.

5.2 Målepunkter og instrumentering

Signaler er hentet fra reléfelt til 132 kV linje Tronsholen 3, med merking ”= LE3K11 + R17” i henhold til Vedlegg Q, og refererer til anleggsgruppe, anleggsenhet, og plassering.

Spenningsmåling er hentet fra spenningstrafo $\frac{135}{\sqrt{3}}/\frac{0.2}{\sqrt{3}}/\frac{0.2}{3}$, (vikling 480VA kl. 0.5), og strømmåling fra strømtrafo 375-750/1/1A (60VA kl. 0.5). Måletransformatorene er vist i enlinjeskjema i vedlegg Q1.

Referanse til de forskjellige målepunktene er vist i Tabell 1, der referansen til tilkoblingspunkt er referert til som /i.j, hvor ”i” er blad nummer i, og ”j” er strømvei j. Kretsskjema for strøm- og spenningsmåling finnes i henholdsvis vedlegg Q2 og Q3, hvor tilkoblingspunkt for strømmåling er merket med grønn sirkel, og rekkeklemme for spenningsmålingen er markert med grønt punkt.

Tabell 1: Referanse til målepunkt for inngangssignaler til måleinstrument

Inngang for strømmåling			Inngang for spenningsmåling			
I1	I2	I3	U1	U2	U3	N
/24.2	/24.3	/24.3	/25.2	/25.2	/25.2	/25.3

Instrumentet ble oppkoblet for fasespenning (fire ledere og stjernekobling) med samplingsrate på 1024 samplinger per sekund for spenning og 256 for strøm. Målenøyaktighet ble satt til 1 % og 0.5 % for henholdsvis strøm og spenning.

5.3 Måleresultater

For å påføre systemet en forstyrrelse, ble det 13.05.2013 utført en kobling i regionalnettet. Dette ble gjennomført ved å koble ut linjen Tronsholen – Lysebotn 2 i en ende. Koblingen ble utført to ganger med forskjellig produksjon i Flørli kraftverk, på henholdsvis 50 MW og 78 MW.

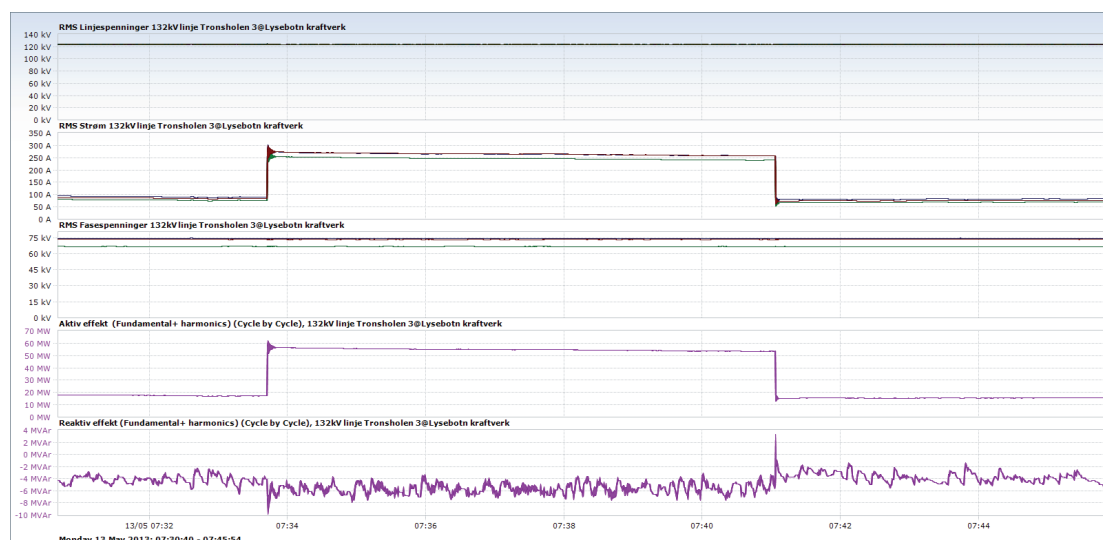
Størst transient utslag i aktiv effekt ble målt ved produksjon i Flørli lik 77,8 MW. Driftssituasjon til produksjonsenhetene i regionalnettet før koblingen finnes i Tabell 2. Generator 2 i Lysebotn var utkoblet på grunn av arbeid, mens generator 3 var koblet mot Moen. Et komplett liste for driftssituasjonen, inkludert last i nettet er lagt ved i Vedlegg H, og er alle målinger fra SCADA-systemet.

Tabell 2: Driftssituasjon for produksjonsenheter tilknyttet regionalnettet før kobling kl. 07:33

Generator	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVA _r]
Lysebotn G1	31.8	0.0
Lysebotn G4	39.6	1.0
Lysebotn G5	39.6	0.3
Lysebotn G6	39.5	-2.7
Flørli G1	77.8	-0.9
Jøssang G1	33.0	-1.3

Målingene fra Elspec instrumentet ble kontinuerlig lastet opp til database hos Lyse i løpet av perioden det var oppkoblet, samt lokalt lagret på instrumentet. Resultatene er hentet inn fra databasen og presentert ved hjelp av programmet Elspec Investigator. For bedret leselighet er diagrammer fra Elspec Investigator lagt ved som større versjoner i Vedlegg I.

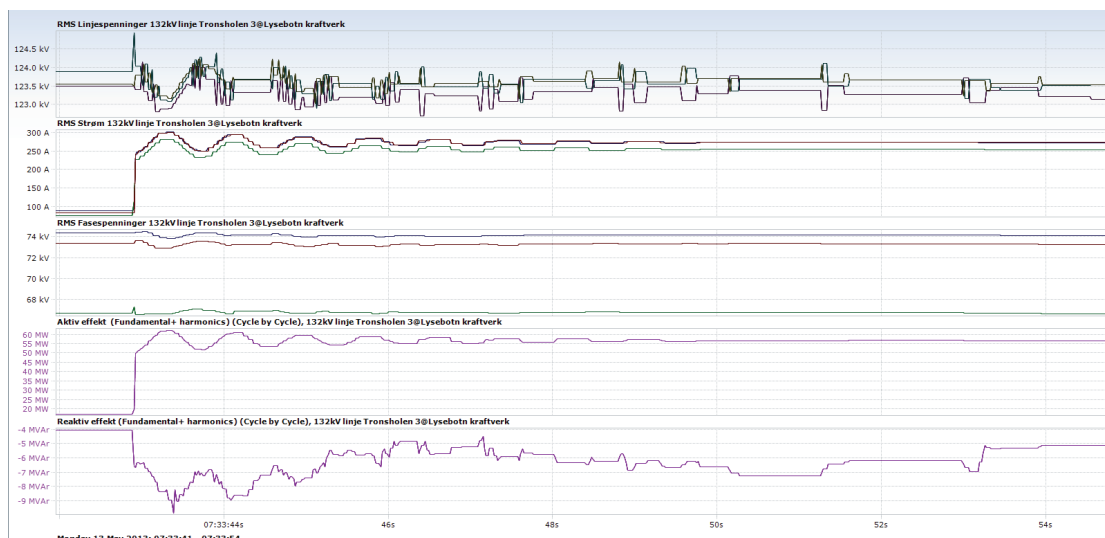
Figur 23 viser målinger for Tronsholen – Lysebotn 3 ved utkobling og innkobling av Tronsholen – Lysebotn 2. Utkobling ble foretatt kl. 07:33:43, og innkobling kl. 07:41:04.



Figur 23: Linjespenninger, strøm, fasespenninger, aktiv effekt og reaktiv effekt under koblingsforløp av 132 kV linje Tronsholen – Lysebotn 2

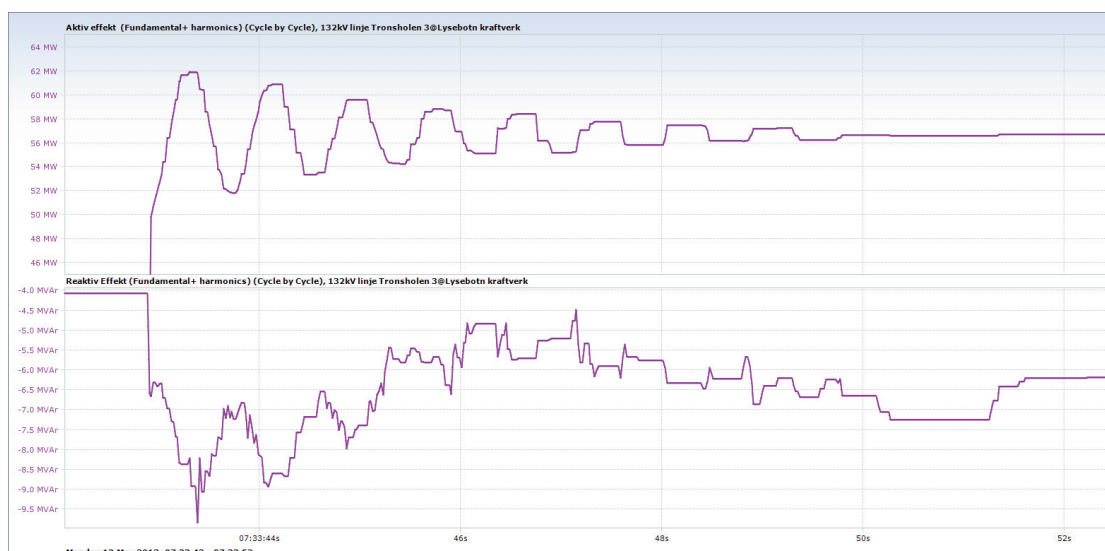
Det observeres noe forstyrrelse i reaktiv effekt, hvor den endres i størrelsesorden 1-4 MVA_r hvert 6.-10. sekund både før og etter kobling, samt en høyfrekvent komponent som ser ut til å tilta etter utkobling av linjen.

De transiente utsvingene observeres å være størst ved utkobling av linjen. Figur 24 og Figur 25 viser forløpet ved utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2.



Figur 24: Linjespenninger, strøm, fasespenninger, aktiv effekt og reaktiv effekt ved utkobling av 132 kV linje Tronsholen – Lysebotn 2

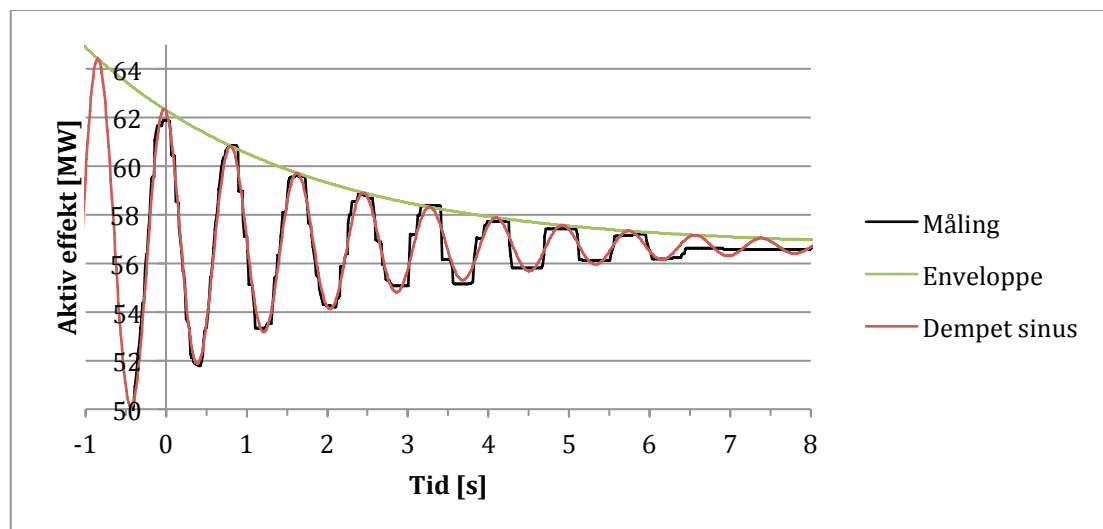
Forløpet til reaktiv effekt ser ut til å bestå av tre forskjellige komponenter. En lavfrekvent komponent, en komponent som følger svingefrekvens til aktiv effekt, og en siste komponent høy frekvens og lav amplitude.



Figur 25: Respons i aktiv og reaktiv effekt ved utkobling 132 kV linje Tronsholen - Lysebotn 2

Aktiv og reaktiv effekt svinger i motfase. Peak-til-peak verdi mellom første og andre utsving for aktiv og reaktiv effekt leses av til å være henholdsvis ca. 10 MW og 4 MVar.

For å bestemme dempekoeffisient og svingefrekvens til det transiente forløpet etterfølgt koblingen, sammenlignes aktiv effekt med et dempet sinus-signal som vist i Figur 26.



Figur 26: Sammenligning av målt aktiv effekt ved utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2 og dempet sinuskurve

Signalet er manipulert slik at det stemmer best overens med målingene mellom 0,5 s og 3 s, og er på formen

$$e^{\sigma t} \sin(\omega t + \theta) \quad (5.1)$$

hvor $\omega = 2\pi f$. Dempekoeffisient og frekvens for dette signalet er henholdsvis $\sigma = -0,38$ 1/s og $f=1.215$ Hz, som tilsier en relativ demping på 4,97 % for de første svingningene i aktiv effekt.

Etter ca. 3 sekunder ser demping ut til endres noe ved at frekvens øker og dempekoeffisient avtar noe. Etter ca. 6 sekunder øker dempingen og svingningen dempes hurtig ut. Endring i demping underveis i forløpet kan trolig kobles opp mot virkemåte til begrenserfunksjon på dempetilsatsene i Flørli og Jøssang kraftverk, som er styrt ved hjelp av såkalt intern overvåking av inngangssignal til dempetilsatsen.

Ved intern overvåking er dempetilsatsene begrenset i to nivåer. I normal driftstilstand er utgangen begrenset av en symmetrisk grense justerbar mellom 0 – 2 %. Dersom signalet ut av dempetilsatsfilter beveger seg utenfor dette nivået, og forblir der i mer en 3 sekunder, defineres dette som lastendring eller transient frekvensavvik. Utgangen settes da til null, inntil signalet igjen er under nivå for den symmetriske grensen. Dersom signalet ut av dempetilsatsen er større en denne grensen og oscillerer, defineres dette som effektpendling. Begrensere blir da utvidet til nivå to, hvor grenser er justerbare mellom 0 til ± 20 %, for å tillate et kraftig dempebidrag [11].

Det ansees også som sannsynlig at denne begrenserfunksjonen kan forårsake endringene i reaktiv effekt som observeres i Figur 23, hvor reaktiv effekt tidvis endres i størrelsesorden 1 – 4 MVar.

6 Beskrivelse av simuleringsmodell

6.1 SIMPOW

Simuleringer blir utført ved hjelp av programmet Simpow, som er en programvare for digital simulering og analyse av kraftsystemer. Simpow ble opprinnelig utviklet av ABB, og deretter videreutviklet av STRI AB (Swedish Transmission Research Institute) og blir nå vedlikeholdt av Manitoba HVDC Research Centre, Canada. Simpow dekker et bredt spekter av analyseverktøy og består av flere funksjoner.

Hovedfunksjonene som blir benyttet i dette arbeidet består av følgende:

- OPTPOW – Benyttes for å kalkulere lastflyt
- DYNPOW – For dynamiske simuleringer og lineæranalyse
- DSL Code Generator – Generering av koder for implementering av komponenter som ikke er standard i Simpow

Disse forskjellige funksjonene blir mer forklart i de påfølgende delkapitlene.

6.2 DSL Code Generator

For å implementere komponenter som ikke er standard i Simpow, er det mulig lage blokkdiagrammer i HiDraw, som er et tilleggsprogram i Simpow. Blokkdiagrammet leses inn av DSL Code Generator (DSL CG), som genererer en så kalt DSL-kode (Dynamic Simulation Language). Videre kompiles DSL-koden til et format som er leselig av Simpow, og refereres til i filen hvor den skal benyttes (optpow eller dynpow). En DSL-fil kan også modifiseres eller skrives fra bunnen av før den blir compilert.

Spenningsregulatorer og dempetilsats som blir benyttet i simuleringene, er alle laget ved hjelp av DSL Code Generator.

6.3 OPTPOW

En statisk per fase-modell for symmetrisk og stasjonær tilstand, blir laget ved å først opprette en "input"-fil som videre brukes i lastflytfunksjonen OPTPOW. Optpow-filen inneholder nødvendig informasjon for å beregne en initial lastflyt og er lagt ved i vedlegg J1.

Modellen er representert ved hjelp av enlinjeskjema i Vedlegg B, laget i Simpow. I forhold til det reelle systemet er det foretatt følgende endringer og forenklinger:

- Tilknytningspunkt for Flørli kraftverk i regionalnettet er satt til en egen node med navn 132HS (Helmikstøl). Linjestrekning mellom nodene 132TR-132HS-

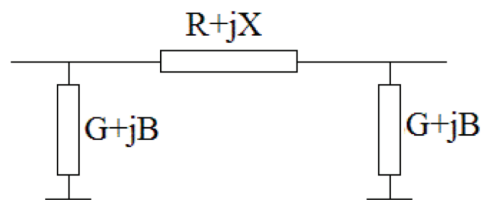
132LB representerer linjen Tronsholen – Lysebotn 3, med T-avgreining på Helmikstøl.

- Det blir sett bort i fra last og produksjon på nodene 300KJ (Kjelland), 300ÅS (Åna-Sira) og 300TO (Tonstad).
- Lyse- og Moen transformatorstasjon er utelatt i modellen.
- Underliggende 50 kV regionalnett er forenklet og representert ved laster på de respektive transformatorstasjonene.

I de neste underkapitlene beskrives hovedinnholdet i optpow-filen, og valg som er blitt gjort i forbindelse med simuleringen. Innholdet i underkapitlene blir definert under seksjonene "Lines", "Transformers", "Loads" og "Power Control" i optpow-filen.

6.3.1 Linjer og kabler

Samtlige linjer og kabler er modellert ved hjelp av PI-ekvivalenter som vist i Figur 27.



Figur 27: PI-ekvivalent for linjer og kabler [9]

Simpow har flere forskjellige linjetyper, og det har i dette arbeidet blitt brukt "type 2" som blir beskrevet med R , X og B . Den totale susceptansen B blir fordelt med $B/2$ i hver ende og er beregnet ut i fra oppgitt driftskapasitans i vedlegg A4, A5 og A6. Ved å neglisjere konduktans, beregnes susceptansen ved

$$B_d = \omega C_d \quad (6.1)$$

6.3.2 Transformatorer

Samtlige transformatorer er modellert som toviklingstrafoer med eventuell trinnkobler på primærside. Transformatorene blir definert mellom node "x" og node "y", hvor første node blir primærside på transformatoren og andre node blir sekundærside. Med trinnkobler på primærside blir omsetningsforhold i p.u. nominell spenning

$$\frac{UN1}{UN2} = TAU \cdot e^{j\phi} \quad (6.2)$$

Transformatorer som forsyner noder med last, har alle implementert automatisk trinnkobler funksjon definert under "Power Control" i optpow-filen. Her settes settpunkt for spenning slik at omsetningsforholdet blir justert i henhold til trinnstørrelse til nærmeste trinn.

På Stokkeland T1 og T2 endres omsetningsforhold etter behov for å regulere spenning i regionalnettet.

Data for transformatorene finnes i vedlegg A1, A2, og A3

6.3.3 Last

Modellering av last kan gjøres på to måter i Simpow, ved "konvertert" eller "ikke konvertert" last. Ved bruk av førstnevnte er det mulig å ta høyde for at en last er sammensatt med flere komponenter som har forskjellig spenningsavhengighet. I sistnevnte er last modellert som konstant effekt, konstant strøm eller konstant impedans. Aktiv og reaktiv effekt for "ikke konvertert" last blir beregnet i optpow i henhold til

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{MP} \\ Q &= Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{MQ} \end{aligned} \tag{6.3}$$

hvor U_0 er initial spenning, P_0 og Q_0 er henholdsvis initial aktiv og reaktiv effekt. MP og MQ er spenningssekspionter hvor 0=konstant effekt, 1=konstant strøm og 2=konstant impedans.

I alle simuleringer blir last modellert som konstant effekt, som er standard i Simpow.

6.3.4 Produksjon

Noder med produksjonsenheter defineres med typene SW, UFI, UP, eller PQ. En node må være definert som "svingmaskin" (SW) som blir tatt som referanse, hvor spenning og fasevinkel er konstant. Denne noden vil ta opp differensen mellom produsert effekt og last. Noden Feda (300FE) er valgt som svingmaskin da dette er et sterkt punkt i nettet.

De tre resterende typene velges i henhold enhetens opptreden i nettet. Normalt blir last-noder valgt som PQ-node, der aktiv og reaktiv effekt er fast. Noder med produksjon velges ofte som UP-noder, der spenning og aktiv effekt er fast. For den siste typen UFI, er spenning og fasevinkel er fast.

Ved å sette produksjonsenheter til UP-noder i modellene beskrevet i dette arbeidet, oppstår det en unaturlig deling av reaktiv effekt mellom maskinene i Lysebotn, som igjen medfører unormalt høye spenninger i regionalnettet. På grunn av dette er både lastnoder og produksjonsnoder valgt som PQ-noder. Spenning og fasevinkel blir da tilstandsvariabler og vil variere i henhold til lastflytsimuleringen.

6.4 DYNPOW

En komplett dynamisk modell av systemet er bygget opp av modellen for nettet, lagret ved hjelp av optpow-funksjonen og de dynamiske modellene for komponentene i systemet gitt i en dynpow-fil, som er lagt ved i vedlegg J2.

I de neste underkapitlene beskrives hoveddelene i dynpow-filen, og valg som er blitt gjort i forbindelse med simuleringene. Innholdet i underkapitlene blir definert under "General Data", "Nodes", "Synchronous Machines", "Regulators" og "Turbines" seksjonene i dynpow-filen.

6.4.1 Referansenode

Som referanse blir node Feda benyttet og modellert som en ideell spenningskilde med konstant spenning og fasevinkel bak en impedans gitt av kortslutningsytelse referert til Feda. Denne er oppgitt fra Statnett til å være maksimum ca. 7000 MVA og minimum ca. 3000 MVA [12]. Impedansen blir beregnet fra

$$Z_c = \frac{U_n^2}{S_c} \quad (6.4)$$

hvor U_n er nominell spenning og S_c er kortslutningsytelsen.

I simuleringene er det benyttet minimum kortslutningsytelse med effektfaktor $\cos(\varphi)=0,1$. Kortslutningsytelsen som er referert til Feda vil inkludere eventuelle bidrag Flørli og Lysebotn. Dette medfører at faktisk kortslutningsytelse i simuleringene (referert til Feda) vil være noe høyere.

6.4.2 Synkronmaskiner

Synkrogeneratorene blir modellert etter det som i Simpov blir definert som "type 2". Type 2 er en synkronmaskinmodell med en feltvikling, en dempevikling i d-akse og en dempevikling i q-akse, og inkluderer funksjon for magnetisk metning. Maskinmodell type 2 kan matematisk beskrives som en femteordens modell beskrevet med følgende differensialligninger

$$\begin{aligned} M\Delta\dot{\omega} &= P_m - P_e \\ \dot{\delta} &= \Delta\omega \\ T'_{d0}\dot{E}'_q &= E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \\ T''_{d0}\dot{E}''_q &= E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \\ T''_{q0}\dot{E}''_d &= E'_d - E''_d - I_q(X'_q - X''_q) \end{aligned} \quad (6.5)$$

Modellering av magnetisk metning er basert på resulterende luftgapsfluks, gitt av parameterne V1, V2, SE1 og SE2. Parameterne SE1 og SE2 er metningsfaktor ved henholdsvis resulterende luftgapsfluks V1 og V2.

En komplett liste for parameterverdier til synkrongeneratorene finnes i Vedlegg D. Flere av disse parameterverdiene har ikke vært inkludert i tilgjengelig dokumentasjon, og er markert i kursiv. Noen av disse verdiene er beregnet, mens andre er basert på forskjellige valg.

Felles for alle maskiner er det gjort følgende valg og beregninger:

- Lekkreaktans X_l er valgt til 10 % av d-akse synkronreaktans X_d
- Statorresistans r_a er satt til null der den ikke er oppgitt i dokumentasjon
- V1 og V2 satt til henholdsvis 1,0 og 1,2 som er standardverdier i Simpow
- Tregheitskonstant H er beregnet etter ligning (2.24)

For hver enkel kraftstasjon er det gjort følgende valg:

- For Flørli og Jøssang er metningsfaktor SE1 og SE2 valgt til henholdsvis 0.10 og 0.30
- For Flørli og Lysebotn er q-akse sub-transient reaktans X_q'' satt lik d-akse sub-transient reaktans X_d''
- For Lysebotn er q-akse synkronreaktans X_q satt til 65 % av d-akse synkronreaktans X_d

I følge [4], kan forholdet mellom tidskonstanter ved åpne klemmer og kortsluttet klemmer tilnærmet skrives som

$$T_d'' \cong T_{d0}'' \frac{X_d''}{X_d'}, \quad T_q'' \cong T_{q0}'' \frac{X_q''}{X_q'}, \quad T_d' \cong T_{d0}' \frac{X_d'}{X_d}, \quad T_q' \cong T_{q0}' \frac{X_q'}{X_q} \quad (6.6)$$

og har blitt brukt til å beregne T_{d0}'' i Jøssang, og T_d' , T_d'' , og T_q'' i Flørli og Lysebotn. Sistnevnte tidskonstanter er for øvrig ikke benyttet i simuleringene, da Simpow bare bruker tidskonstanter ved åpne klemmer.

Vedrørende tregheitsmoment for Jøssang kraftverk er dette spesifisert som tregheitsmoment for rotor. For turbinen er tregheitsmoment beregnet på grunnlag fra data i [13]. I Flørli kraftverk er tregheitsmoment oppgitt i dokumentasjon for generator, uten spesifisering. Det velges å bruke dette som totalt tregheitsmoment for generator og turbin.

For resterende parameterverdier i kursiv er det benyttet samme verdier som i rapport fra Berdal Strømme i [1]. Her er d-akse synkron, transient, og sub-transient reaktanser beregnet ut i fra kortslutningsmålinger, og metningsfaktorer antas å være valgt med bakgrunn i resulterende kortslutningskarakteristikk for maskinene.

6.4.3 Spenningsregulator og dempetilsats

Det er laget to forskjellige spenningsregulatorer i forbindelse med denne masteroppgaven for å prøve å modellere de faktiske spenningsregulatorene på en god måte. Modellene blir kalt for HPC185 som blir brukt i Flørli og Jøssang, og MAGNOSTAT som blir brukt til alle generatorene i Lysebotn.

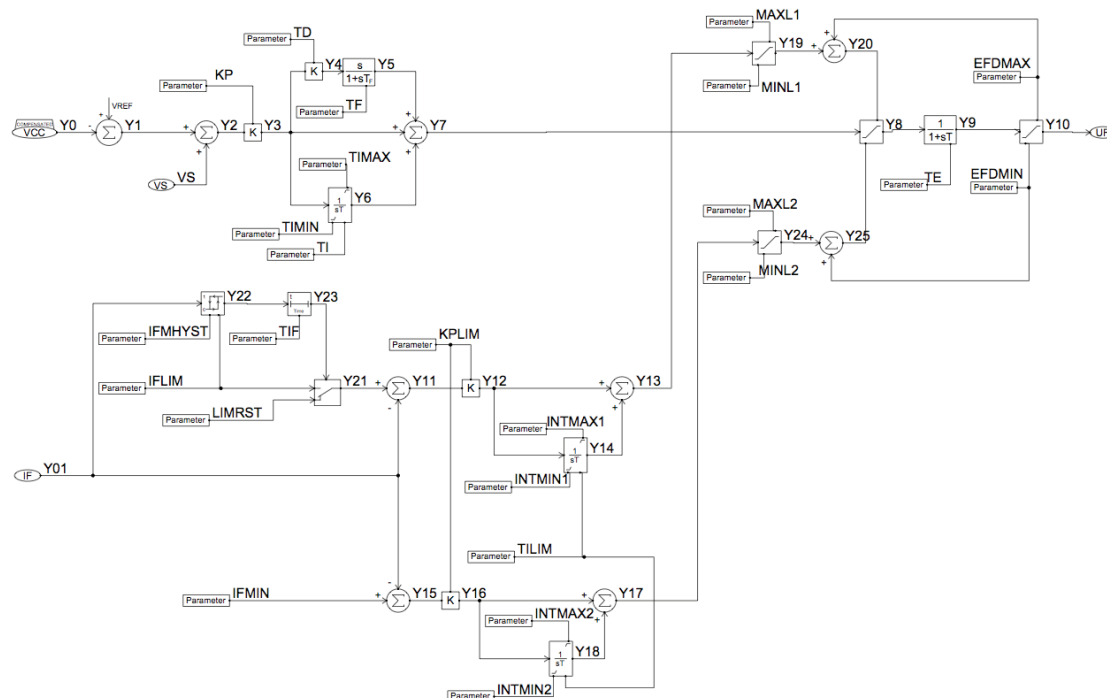
Parameterverdier til spenningsregulator og dempetilsatser er i hovedsak avlest i kraftstasjonene, med unntak av Jøssang hvor parameterverdiene er dokumentert i sluttkontrollrapport fra leverandør av spenningsregulatoren. I Lysebotn kraftverk har det bare lyktes å skaffe til veie innstillinger til feltstrømbegrensere. Alle avleste og dokumenterte parameterverdier finnes i vedlegg E1 og E2.

Spenningsregulator HPC185

HPC185 er en modell av spenningsregulator HPC 185 som ble levert av Alstom. Modellen representerer et komplett magnetiseringssystem for statisk magnetisering, og er basert på tidligere arbeid av professor Kjetil Uhlen, samt [10] og [14].

Jøssang kraftverk er utstyrt med spenningsregulator av typen MAGNOSTAT 10S levert av Rainpower. I følge [15] er denne spenningsregulatoren en videreutvikling av HPC185, og derfor blir modellen HPC185 brukt som spenningsregulator i Flørli og Jøssang kraftverk.

Figur 28 viser blokkskjema for modellen HPC185 og en større versjon finnes i vedlegg L1. Den består i hovedsak av tre forskjellige deler, en PID-regulator, en dynamisk begrenser, og en del for å representere kraftelektronikken i magnetiserings-systemet.



Figur 28: Modell av spenningsregulator HPC 185, laget i SIMPOW (DSL CG)

PID-regulatoren måler avvik mellom kompensert spenning (VCC) og referansespenning, og regulerer feltspenningen slik at stasjonært avvik mellom målt verdi og referansen blir null. Inngangen "VS" er tilleggssignal fra dempetilsatsen.

Øvre grense (Y20) og nedre grense (Y25) på den dynamiske begrenser blir kontrollert av separate PI-regulatorer. Disse reguleratorene sammenligner målt feltstrøm i maskinen (IF) mot en øvre og en nedre grense for kontinuerlig feltstrøm (henholdsvis IFLIM og IFMIN). Dersom feltstrømmen overstiger øvre grense, vil regulatoren etter en tidsforsinkelse (gitt ved TIF), styre takstrømgrense ned mot øvre grense for kontinuerlig feltstrøm.

Samme prinsipp gjelder for nedre grense, men denne er ikke tidsforsinket. Verdi for nedre grense blir i realiteten bestemt ut i fra last på generatoren, hvor høyere last krever en høyere minimumsfeltstrøm. Denne funksjonen er ikke implementert i modellen, og IFMIN kan bare ha en verdi.

Det er også lagt inn en hysteresefunksjon hvor en hystereseblokk gir høyt signal (1) på utgangen (Y22) når IF er høyere en "pickup"-parameter (IFLIM), og gir lavt signal (0) når IF er lavere en "dropout"-parameter (IFMHYST). Ved høyt signal vil bryteren ved utgang Y21 endre posisjon og da "aktivere" begrenseren. Parameteren LIMRST blir satt slik at øvre grense (Y20) returneres til sin opprinnelige verdi når den dynamiske begrenseren igjen blir deaktivert.

Parameterne MAXL1 og MINL2 settes lik null, slik at grensene på den dynamiske begrenseren ikke kan overstige grensene EFDMAX og EFDMIN. Parameterne MINL1 og MAXL2 bestemmer hvor langt grensene Y20 og Y25 kan bevege seg fra EFDMAX og EFDMIN. De settes da slik at øvre grense stasjonært ikke ligger under IFLIM ($\text{MINL1} = \text{IFLIM} - \text{EFDMAX}$) og at nedre grense stasjonært ikke ligger over IFMIN ($\text{MAXL2} = \text{EFDMIN} - \text{IFMIN}$).

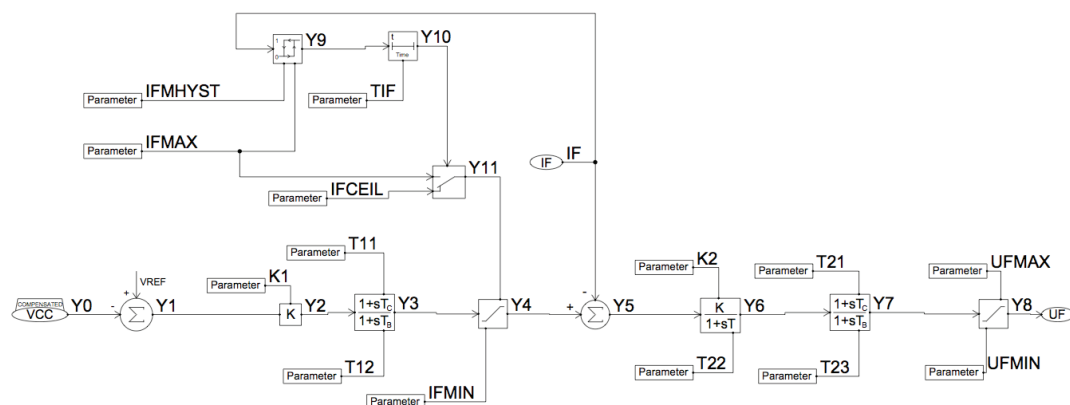
Modellmessig vil den siste begrenseren (ved utgang Y10) fungere som begrenser både for takstrøm og takspenning. I realiteten blir feltspenningen begrenset ved å velge en maksimum og minimum tennvinkel på tyristorerne i likeretteren.

Kildekode til dsl-filen for HPC185 finnes i vedlegg K1.

Spenningsregulator MAGNOSTAT

Modellen MAGNOSTAT er basert på arbeid gjort i [16], hvor en modell er utviklet for å representere spenningsregulatorer av typen Magnostat for dynamiske simuleringer i programmet PSS/E. Magnostat er her brukt som en fellesbetegnelse på en familie av statiske magnetiseringsutrustninger og spenningsregulatorer som ble levert av NEBB/EB/ABB frem til ca. 1992 [16].

Figur 29 viser blokkskjema for modellen MAGNOSTAT og en større versjon finnes i vedlegg L2. I tillegg til tilbakekobling fra kompensert generatorspenning, har Magnostaten en intern tilbakekobling fra målt feltstrøm som muliggjør hurtig og nøyaktig spenningsregulering.



Figur 29: Modell av spenningsregulator Magnostat, laget i SIMPOW (DSL CG)

Feltstrøm er begrenset med en takstrømgrense IFCEIL, for et kortvarig tidsrom. Etter en tidsforsinkelse (TIF), blir grense for kontinuerlig feltstrøm lagt inn (IFMAX) hvor da den indre reguleringsløyfen regulerer feltstrømmen til IFMAX.

Det er også her lagt inn en hysteresefunksjon hvor en hystereseblokk gir høyt signal (1) på utgangen (Y9) når IF er høyere en "pickup"-parameter (IFMAX) og gir lavt signal (0)

når IF er lavere en ”dropout”-parameter (IFMHYST). Ved høyt signal vil bryteren ved utgang Y11 endre posisjon og sette grensen til IFMAX.

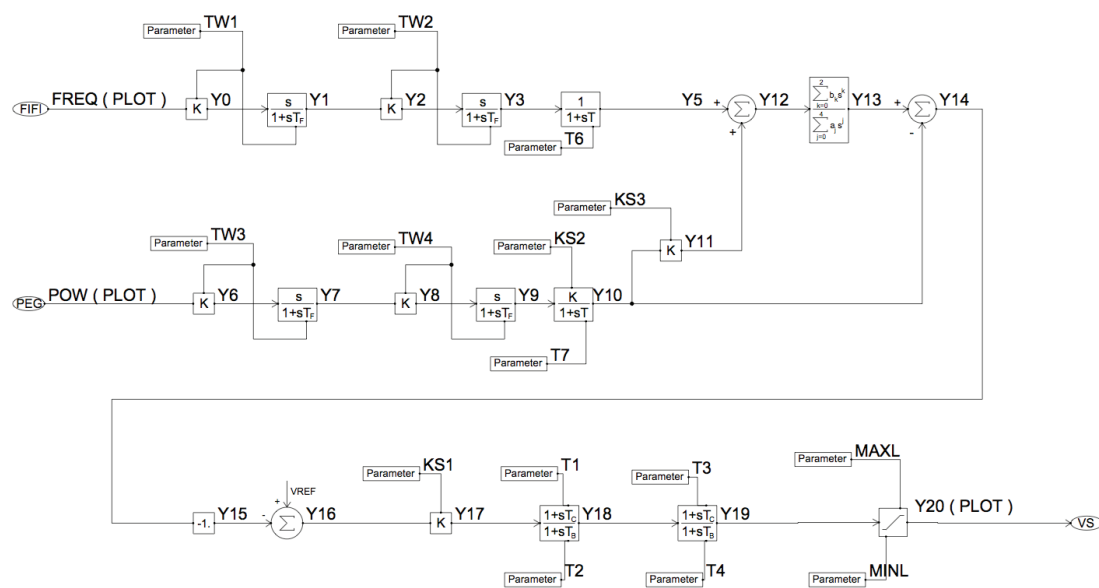
Parameterinnstillingene til spenningsregulatorene i Lysebotn er i stor grad ukjent. På grunn av dette har det blitt brukt samme innstillingene som i [16], som gjelder for Kvilldal kraftverk.

Kildekode til dsl-filen for MAGNOSTAT finnes i vedlegg K2.

Dempetilsats PSS2A

Dempetilsatsen som blir brukt i Flørli og Jøssang kraftverk er modell av PSS2A beskrevet i IEEE Std. 421.5-1992, hvor informasjon om oppbygningen er hentet fra [11]. Figur 30 viser et blokkskjema av modellen PSS2A, hvor en større versjon finnes i vedlegg L3.

Dempetilsatsen har to innganger hvor den ene måler frekvens (FREQ) og den andre måler aktiv effekt (POW). Hensikten er å bruke disse to signalene til å lage et signal som produserer en komponent med elektromagnetisk moment som er i fase med turtallsendringer. Signalene blir ført gjennom et sett med filter for å filtrere ut uønskede frekvenser fra signalet.



Figur 30: Modell av dempetilsats PSS2A, laget i SIMPOW (DSL CG)

Mellom utgangene Y12 og Y13 er det plassert en generell transferfunksjon for å modellere et filter som fjerner torsjonsfrekvenser. Filteret er i sin opprinnelige form skrevet i [11] som

$$\left(\frac{1 + sT_8}{1 + sT_9} \right)^N \quad (6.7)$$

Ved å sette $M=N=2$ i henhold til vedlegg E2 samt utvide (6.7), får vi

$$\frac{1 + 2sT_8 + s^2T_8^2}{1 + 4sT_9 + 6s^2T_9^2 + 4s^3T_9^3 + 4s^4T_9^4} \quad (6.8)$$

Skrevet fullt ut, kan transferfunksjon-blokka mellom Y12 og Y13 skrives som

$$\frac{\sum_{k=0}^2 b_k s^k}{\sum_{j=0}^4 a_j s^j} = \frac{b_0 + b_1 s + b_2 s^2}{a_0 + a_1 s + a_2 s^2 + a_3 s^3 + a_4 s^4} \quad (6.9)$$

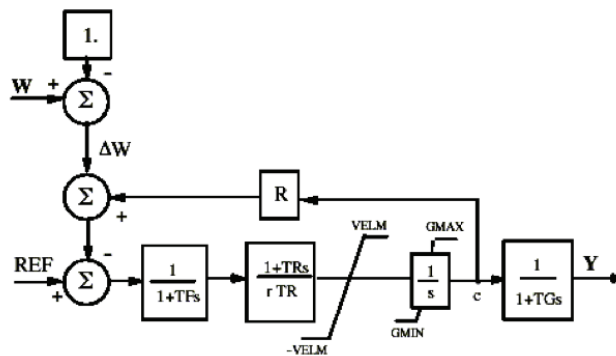
Ved å sammenligne (6.8) og (6.9) ser vi at konstantene b_k and a_j vil være $b_0=1$, $b_1=2T_8$, $b_2=T_8^2$ og så videre. Fullstendig deklarerer av disse konstantene finnes under "DSL-TYPES" i vedlegg J2.

Signalet på utgangen Y14 vil være på formen $\int \frac{P_{acc}}{M} dt$ og skal være i fase med turtallsendringen. Videre blir signalet forsterket og justert gjennom et "lag-lead" filter. Dette filteret endrer fasen på signalet for å kompensere for negativ fasegang i generatoren og magnetiseringssystemet.

6.4.4 Turbin og turbinregulator

For å representere turbin og turbinregulator blir det tatt i bruk modeller fra Simpows standardbibliotek, hvor modell for turbin og turbinregulator har navnene HYTUR og HYGGOV. Disse er basert på en komplett modell av turbin og turbinregulator fra simuleringsprogrammet PSS/E, som har navnet HYGGOV.

Blokkskjema for turbinregulatormodellen HYTUR er vist i Figur 31. Regulatoren har innganger for turtall og referanse (lastsettpunkt), hvor utgangen c blir regulert ved hjelp av en transient (midlertidig) og stasjonær statikk. Utgangen c kan sees på som posisjon/åpning til hovedservo, som igjen styrer åpning til ledeapparat/nåler (Y). Posisjon til hovedservo blir begrenset ved parameterne GMAX og GMIN, og endringshastighet ved VELM.



Figur 31: Turbinregulatormodell HYGGOV [9]

En endring i pådrag resulterer i initial endring i turbineffekt som er motsatt av det som er ønsket. Det er da nødvendig med en høy transient statikk med lang tidskonstant. Den transiente statikken begrenser pådraget slik at vannføringen og avgitt effekt får tid til å

innhente seg. Resultatet blir at regulatoren opplever høy statikk (lav forsterkning) for hurtige turtallsendringer, og normal statikk (høy forsterkning) i stasjonær tilstand [5].

I tillegg er det to førsteordens filter med tidskonstantene TF og TG, for å representere henholdsvis måleverdiomformer og ledeapparat.

Turbinregulatoren til Lysebotn, Flørli og Jøssang kraftverk, inneholder alle PID-regulatorer hvor innstillingene avlest fra turbinregulatoren er vist i vedlegg E3. PID-parameterne må gjøres om slik at de passer med HYGOV modellen. Om en ser bort i fra statikkfunksjonen gitt av R , kan transferfunksjonen til reguleringsblokken i HYGOV modellen skrives som

$$h(s) = \frac{1 + T_r s}{r T_r} \cdot \frac{1}{s} = \frac{1}{r} \cdot \frac{1 + T_r s}{T_r s} \quad (6.10)$$

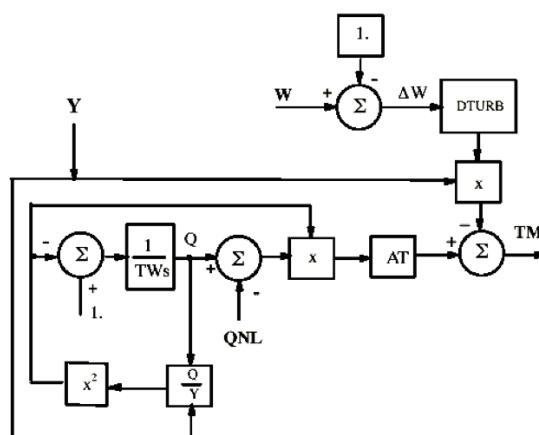
hvor r er transient (midlertidig) statikk og T_r er regulatorens tidskonstant.

Transferfunksjonen for en ideell PI-regulator har formen [8]:

$$h(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) = K_p \frac{1 + T_i s}{T_i s} \quad (6.11)$$

Ved å sammenligne (6.10) og (6.11) settes $r = \frac{1}{K_p}$ og $T_R = T_i$.

Turbinmodellen i Figur 32 viser en forenklet hydraulisk representasjon av vannvei (med uelastisk vann) uten svingesjakt, og selve turbinen.



Figur 32: Turbinmodell HYTUR [9]

I per-unit form blir vannføring i turbinmodellen representert ved ventil karakteristikk $Q = Y\sqrt{H}$, hvor Y er åpning på ventil og H er fallhøyde. Ved å skrive om ventilkarakteristikken som $H = \left(\frac{Q}{Y}\right)^2$, kan mekanisk moment fra turbinen skrives som

$$TM = AT \cdot H(Q - QNL) - DTURB \cdot Y \cdot \Delta W \quad (6.12)$$

I første leddet er det tatt med en konstant AT , som tar høyde for at det blir brukt forskjellige baseverdier for turbin og generator. QNL er vannføring ved null last, og tar

høyde for at turbinen ikke er 100 % effektiv. Det andre leddet tar høyde for at vannmassene i vannveien påvirker momentet og er avhengig av ventilåpning og turtallsendring.

For Lysebotn er tidskonstant for vannets anløpstid T_w , hentet fra [1], og Flørli og Jøssang er beregnet fra

$$T_w = \frac{Q_0}{g \cdot H_0} \sum l/a \quad (6.13)$$

hvor Q_0 er massestrøm ved maks pådrag, g er tyngdeakselerasjon (satt til 9.81 m/s^2), H_0 er nominell fallhøyde, og $\sum l/a$ er summen av alle rør-/sjaktseksjoners lengde dividert på areal mellom nærmeste frie vannflater.

Verdiene som inngår i (6.13) for Flørli og Jøssang er hentet fra henholdsvis [17] og [13].

For resterende parameterverdier er det benyttet standardverdier for PSS/E beskrevet i [18]

6.5 Test av regulatorer

Forut for simuleringene er det foretatt tester av samtlige regulatorer for å verifisere at de opererer som tiltenkt. Diagram fra testene finnes i Vedlegg M, Vedlegg N og Vedlegg O. Videre følger en kort beskrivelse av de respektive testene med kommentarer.

6.5.1 Spenningsregulator

Test av spenningsregulatorer er utført ved gjøre et sprang i spenningsreferansen, ved å først øke referansen med 5 % og så redusere den med 5 %. Implementasjon av sprangresponstesting for spenningsregulatoren er utført ved å inkludere tilleggskode i dsl-fil for regulatoren. Kode til sprangresponstest er laget av ABB Simpow team [19].

Testene er blitt gjort med en maskin koblet til nettet av gangen og i nettet beskrevet i Case D.

Tabell 3 viser hastighet til regulatoren ved å se på tiden det tar å nå 90 % av endringen som blir gjort.

Tabell 3: Reguleringshastighet til 90 % av endring

	Positivt sprang		Negativt sprang	
	Tomgang	Fullast	Tomgang	Fullast
Flørli	1.95 s	2.39 s	1.97 s	1.76 s
Lysebotn G1-G3	1.31 s	0.85 s	1.19 s	0.89 s
Lysebotn G4-G6	1.19 s	0.80 s	1.14 s	0.95 s
Jøssang	1.61 s	2.34 s	1.51 s	1.50 s

Spenningsregulatorene i Flørli og Jøssang virker å være noe trege. Da parameterverdier til spenningsregulator og reaktanser for Flørli er kjent, kan dette tyde på at valgt verdi for transient tidskonstant $T_{d0}'=5,1$ s, i realiteten er lavere. For Jøssang kraftverk er denne tidskonstanten oppgitt i generatordokumentasjon fra leverandør, hvor i tillegg parameterverdier for spenningsregulator og reaktanser er kjent.

Størst oversving oppstår ved negativt sprang og fullast i Flørli og Jøssang og er på ca. 20 % i forhold til endringen. For å begrense oversving ved positivt sprang til ca. 15 %, er grenser til integratorblokken i PID-regulatoren justert.

Feltstrøm og feltspenning i Simpow kan ikke bli eksplisitt definert ved parametere, men er definert i Simpow som følger:

- En pu feltstrøm er feltstrømmen som teoretisk er nødvendig for å produsere en pu statorspenning (nominell spenning), i henhold til luftspaltekararakteristikken ved åpne klemmer, nominelt turtall og stasjonær tilstand.
- En pu feltspenning er korresponderende feltspenning ved feltviklingstemperatur som betraktes (vanligvis 75 eller 100 grader celsius)

Dette resulterer i høyere per-unit verdier for feltstrøm og feltspenning i simuleringer i forhold til nominelle verdier for maskinene. Det undersøkes derfor verdi for feltstrøm og feltspenning for generatorene ved nominell last som vist i Tabell 4.

Tabell 4: Feltstrøm og feltspenning ved nominell last

	S [MVA]	P [MW]	Q [MVAr]	U [kV]	$\cos \varphi$	U_f [pu]	I_f [pu]
Lysebotn G1-G3	38	32	20	7.5	0.85	2.07	2.07
Lysebotn G4-G6	50	40	30	9.0	0.80	2.13	2.13
Flørli	89	80	39	10.0	0.90	2.09	2.09
Jøssang	38	33	19	10.0	0.86	2.12	2.12

Grenser for feltstrøm og feltspenning må dermed korrigeres for å tillate drift med verdiene fra Tabell 4. Dersom for eksempel grense for kontinuerlig feltstrøm til generator i Jøssang er oppgitt til å være 105 % av nominell feltstrøm, vil grensen i simuleringene korrigeres til $2,12 \cdot 1,05 = 2,23$.

6.5.2 Dempetilsats

Dempetilsatsene blir testet ved å legge på en trefase kortslutning i Dalen (node 132DA) med klareringstid på 100 ms, hvor en maskin er koblet til nettet av gangen.

Det blir først sett på hvor godt signal på utgang Y14 følger endring turtall på maskinene. Dette ser ut til stemme godt overens på begge maskiner. Flørli har noen få grader faseforskyvning.

Sammenligning av aktiv effekt med og uten dempetilsats viser at dempetilsatsen tilsynelatende har liten virking. Det er derfor også tatt med en simulering der begrenser

på PSS-utgangen ikke er aktiv. For Flørli gir dette noe bedre demping, mens i Jøssang er det marginal forbedring.

Transient tidskonstant T_{d0}' påvirker fasegang gjennom magnetiseringssystemet, og da videre hvordan "lag-lead" filter på dempetilsatsene blir tunet. Dersom T_{d0}' er forskjellig i simuleringer og reelt system, kan simuleringer vise en tilsynelatende liten effekt fra dempetilsatsene. For Jøssang er det sett på hvordan effekt av dempetilsatsen endres ved å endre T_{d0}' , hvor det observeres en bedring ved $T_{d0}'=2,5$ s.

6.5.3 Turbinregulator

Test av turbinregulatorer blir gjort ved å gjøre et lastavslag på 5 %, og se på endring i turtall og hvordan turbinmoment stabiliseres ved nytt arbeidspunkt. Testene er blitt utført for et lite isolert nett med en last og en generator.

Flørli og Lysebotn G1-G6 når nytt likevektspunkt etter ca. 40 s, mens Jøssang bruker over 100 s på å nå nytt arbeidspunkt.

7 Lastflyt

7.1 Verifikasjon

For å få en oversikt på hvor godt det simulerte nettet stemmer med det virkelige systemet, er det blitt gjort en sammenligning mellom resultat fra lastflyt i Simpow og måleverdier fra SCADA-systemet til Lyse. Det blir sett på spenninger på de forskjellige nodene, samt aktiv og reaktiv lastflyt på linjene.

Det er flere faktorer som vil påvirke avvik mellom målte og simulerte verdier. Fra et gitt målepunkt og frem til databasen til SCADA-systemet er det flere komponenter som påvirker nøyaktigheten på målingene, blant annet nøyaktighet på måletransformatorer, måleverdiomformere og RTUer. Det blir opplyst fra Lyse at det kan forekomme avvik på opp til 5 % på måleverdier i SCADA-systemet. Størrelse på avviket har stor sammenheng med alder på RTU i stasjonene. Momenter som påvirker nøyaktighet til simuleringene er i hovedsak nøyaktighet på inn-data, samt hvilke type modeller som blir brukt for å simulere de forskjellige komponentene.

Måleverdier i SCADA-systemet blir lagret i databasen i et år før de blir overskrevet, og det er derfor bare gjort en verifikasjon av lastflyt for nettet slik det ser ut i år 2013. Fremgangsmåten for verifikasjonen er som følger:

- Optpow-fil i vedlegg J1 er benyttet
- SCADA-målinger for last og produksjon er lagt inn i henhold til vedlegg P3
- Noder til last og produksjon er satt til PQ-noder
- Spenning i Feda blir justert frem til spenning på 300 kV side Stokkeland er i henhold til målt verdi
- Trinnsstilling i Stokkeland T1 og T2 blir justert til nærmeste trinn, i henhold til trinnsstørrelse, som gir minste avvik i spenninger i regionalnettet

Resultat fra lastflytsimuleringen, måleverdier fra SCADA, og avviket mellom dem er presentert i tabeller i vedlegg P1 og P2. Måleverdier i kursiv er målinger som ikke har vært tilgjengelige, eller som er flagget som feilmålinger i SCADA-systemet. Disse verdiene er da satt lik resultatene fra lastflytsimuleringen.

De største avvikene mellom lastflytsimulering og målte verdier er presentert i Tabell 5, og viser det største observerte avviket i henholdsvis spenning, aktiv effekt, og reaktiv effekt.

Tabell 5: Største avvik mellom lastflytsimulering og målte verdier i regional og sentralnett.

Navn	Parameter	Avvik
Stølaheia samleskinne	Spenning 300 kV	0.70 %
Linje Stokkeland – Tronsholen 1	Aktiv effekt Stokkeland	24.72 %
Linje Bærheim – Stølaheia 2	Reaktiv effekt Stølaheia	60.97 %

Spenningen i Stølaheia er noe høy i simuleringen i forhold til målt verdi, men avviket på 0,7 % er i denne sammenheng liten, og er da av liten betydning i forhold til undersøkelser vedrørende polhjulsinkelstabilitet. Med tanke på stasjonens plassering i nettet, gjør også avviket mindre relevant. Resterende spenninger i regionalnettet er generelt høyere i lastflytsimuleringen i forhold til målte verdier, med unntak av 132 kV side i Stokkeland hvor spenningen er lavere med avvik på -0,61 %.

Størrelser på avvik i aktiv effekt er høyere enn for avvik i spenninger. Det observeres at lastflytsimulering gir større tap i overføringene mellom Lysebotn og Tronsholen i forhold til målte verdier, og da spesielt på strekningen Lysebotn – Dalen – Jøssang – Forsand – Tronsholen. Det ekstra tapet medfører i en høyere utveksling mellom sentral- og regionalnettet over transformatorene i Stokkeland, som igjen medfører lavere overføring på linje Stokkeland – Tronsholen og gir et relativt stort avvik på 24,72 %.

De største avvikene opptrer for reaktiv effekt. I Stølaheia observeres et avvik på 60,97 %, da målingene viser at de to parallelle overføringene Stølaheia 1 og 2 ikke har lik deling av reaktiv effektflyt som i simuleringen (hvor impedansen på de to linjene er like). Samlet sett er avviket for de to linjene nede i ca. 1,43 %. I tillegg er det relativt store avvik i reaktiv effekt på linjene Tronsholen – Lysebotn 3, Forsand – Jøssang og Dalen – Jøssang, på opp til 29 %. Ved å se på samlet overføring av reaktiv effekt mellom Tronsholen og Lysebotn, sett fra Tronsholen, vil avviket være 5,29 %.

I vedlegg P3 er det presentert en tilsvarende tabell som for regional- og sentralnett, for noder med last og produksjon. Da samtlige noder er simulert som PQ-noder, er det bare spenningene det vil forekomme avvik på. Største avvik her er på 0,71 % og gjelder spenning på generator 6 i Lysebotn. Som beskrevet i kapittel 6.3.2, er det implementert funksjon for automatisk trinnkobling for alle transformatorer som forsyner lokal last. Trinnkoblerfunksjonen fungerer som tiltenkt, ved å velge trinnstilling slik at spenningen blir regulert i henhold til ønsket settpunkt.

Samlet sett ser lastflytsimuleringen ut til å stemme bra overens med målte verdier i forhold til hva som kan forventes.

Det antas videre at endringene i nettet som blir gjort i Case A og Case B ikke vil ha betydelige avvik i forhold til verifikasjonen/sammenlikning som har blitt gjort for Case D. Endringene blir beskrevet mer i detalj i påfølgende underkapittel.

7.2 Lastflyt case A – D

Lastflyt for case A, B og C, tar utgangspunkt i målte verdier fra Vedlegg G, som inkluderer målinger for generatorne i Flørli og Lysebotn, og linjene i Lysebotn, forut for pendlingene som oppsto i 2007 og 2008. Måling for last i nettet er referert til som "last lyseområdet", og representerer en sum av aktiv effekt for samtlige transformatorstasjoner med lastpunkter. Med forenklingene som blir gjort i simuleringens modellen, er det nødvendig å gjøre en korrigerende for total last i simuleringene i forhold til målingen "last Lyseområdet". For å korrigere for dette er det trukket fra 8 %, som fremstår ved å

sammenligne målte verdier med simulert lastflyt for tre forskjellige lastsituasjoner. Disse består av topplast morgen og kveld, samt last på nattetid. Korrigeringen på 8 % blir et snitt mellom disse driftssituasjonene. Det påpekes at det prosentvise avviket vil være lavere ved høylast, og høyere ved lavlast.

Tabell 6 viser en oversikt på fordeling av last på hver transformatorstasjon i forhold til total last. Fordeling er funnet ved å sammenligne "last Lyseområdet" med total last på respektive stasjonene for de tre driftssituasjonene som beskrevet ovenfor. Reaktiv effekt blir beregnet som en prosent av aktiv effekt, som også er et snitt av de tre forskjellige driftssituasjonene. Det antas at forholdet mellom aktiv og reaktiv effekt er konstant for alle laster. I realiteten kan dette avvike en del, da flere transformatorstasjoner har lokal kompensering for reaktiv effekt i form av kondensatorbatterier som aktivt blir benyttet for å regulere spenningen i nettet.

Tabell 6: Fordeling av aktiv og reaktiv effekt per stasjon for lastflytsimulering i case A - C

Stasjon	Fordeling P [%]	Forhold Q/P [%]
Stølaheia	25.6	7.6
Bærheim	19.0	16.5
Stokkeland	18.8	3.4
Ullandhaug 10 kV	2.0	-25.8
Ullandhaug 50 kV	12.0	-4.8
Skeiane	6.1	5.8
Tronsholen	8.3	3.3
Forsand	0.9	20.3
Dalen	7.3	53.7

Målinger har vært tilgjengelige for samtlige stasjoner ved lastflytsimulering for case D, slik at fordelingen i Tabell 6 da har vært overflødig. Lastflyt for denne casen blir beregnet med utgangspunkt i SCADA-målinger 13.05.2013 kl. 07:33, som finnes i Vedlegg H, hvor "last Lyseområdet" var 716 MW. Det blir benyttet samme optpow-fil som for lastflytverifikasjonen, som finnes i vedlegg J1.

For case A til C, er optpow-filen modifisert i henhold til endringer i regionalnettet:

- Jøssang kraftverk er ikke inkludert
- Linjestrekk Forsand – Jøssang – Dalen er erstattet med Forsand – Dalen i henhold til vedlegg A5
- Skeiane transformatorstasjon er ikke inkludert, og last er flyttet til Stokkeland transformatorstasjon
- Lysebotn T5 og T6 har samme parameterverdier som Lysebotn T4 i henhold til vedlegg A3, da disse ble byttet i 2011

For case A og B er i tillegg overføringene til Ullandhaug transformatorstasjon erstattet med en ekstra forbindelse mellom Tronsholen og Stokkeland. Denne forbindelsen er satt til samme parameterverdier som linje Stokkeland – Tronsholen i henhold til vedlegg A5.

Last på Ullandhaug er flyttet til Stølaheia og Bærheim transformatorstasjon, med 50 % på hver stasjon.

Resultat fra lastflytsimulering til case A, B og C viser et større avvik i generatorspenninger i forhold til case D. Lastflytresultatene fra case A finnes i Vedlegg R, og avvik i spenning for G1 – G6 ved simulering og måling er vist i Tabell 7.

Tabell 7: Avvik i generatorspenning for simulering i forhold til måling for case A

	Simulering [kV]	Måling [kV]	Avvik [%]
Generator 1	6.82	7.5	9.07
Generator 2	6.84	7.4	7.57
Generator 3	6.85	7.4	7.43
Generator 4	8.19	8.1	-1.11
Generator 5	8.20	8.2	0.00
Generator 6	8.25	8.2	-0.61

Det er noe usikkerhet til årsaken til de store avvikene i spenning for G1 – G3. Antakelser som har blitt gjort vedrørende T1, T5 og T6, er gjort som følge av mangel på tilstrekkelig data. T5 og T6 har for case A, B og C samme omsetningsforhold som T4, og trinnstilling på T1 er satt slik at omsetningsforholdet stemmer overens med T2 og T3. I tillegg påpekes det at Lysebotn kraftstasjon har gammelt utstyr som for eksempel analoge måleverdiomformere, som påvirker nøyaktigheten til målingene.

8 Lineæranalyse

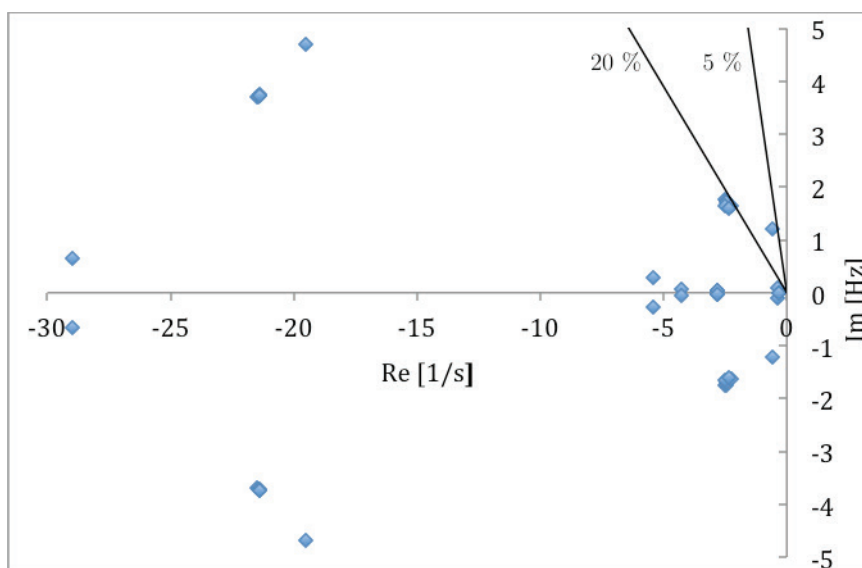
Dette kapitlet inneholder lineæranalyse for case A til D. Størst fokus vil bli rettet mot case A, da det blir antatt at dette tilfellet inneholder de minst gunstige forholdene for demping i systemet. Driftssituasjonen i case A blir også brukt som base for sammenligning med case C og D.

8.1 Case A

Driftssituasjon for denne casen er tilsvarende som ved 23.05.07. Regionalnettet har et spesielt koblingsbilde ved at linjer til Ullandhaug er loopet forbi i Tronsholen. Generator i Flørli og samtlige i Lysebotn er koblet mot Tronsholen.

8.1.1 Egenverdier

Beregnete komplekskonjugerte egenverdier i Simpow er listet i Vedlegg S og vist i det komplekse planet i Figur 33. De fleste egenverdier har relativ demping over 20 %, utenom egenverdiparet 52/53 som har relativ demping på 7,64 %. Relativ demping på 5 % blir sett på som en nedre grense for tilfredsstillende demping [4], som da tilsier at systemet er småsignal stabilt med tilstrekkelig margin.



Figur 33: Komplekskonjugerte egenverdier til Case A. Linjer representerer 20 % og 5 % relativ demping

Egenverdiene med lavest demping har en frekvens i det elektromekaniske området, og det er disse egenverdiene som det fokuseres på videre.

8.1.2 Sensitivitetsanalyse

Fra egenverdianalysen er samtlige modi tilsynelatende bra dempet for denne casen. Det er derimot gjort flere antakelser vedrørende parameterverdier til generatorene og regulatorer som beskrevet i kapittel 6.4, og det blir derfor gjort sensitivitetsanalyse for å undersøke hvordan endring i forskjellige parameterverdier påvirker systemet.

Det blir først utført en sensitivitetsanalyse på hvordan last i nettet påvirker egenverdiene. Lasten blir endret fra 60 – 140 % i henhold til opprinnelig last, hvor lastflyt og egenverdier blir beregnet på nytt for hvert tilfelle. Det viser seg at det kun er egenverdi 52/53 som har en merkbar endring. Tabell 8 viser beregnet egenverdi 52 og relativ demping ved forskjellige lastsituasjoner i nettet.

Tabell 8: Endring i egenverdi 52 som følge av endring i last i nettet

Last [%]	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
60	-0.531	1.203	7.560	7.00
80	-0.555	1.204	7.565	7.31
100	-0.581	1.207	7.581	7.64
120	-0.605	1.209	7.596	7.94
140	-0.633	1.213	7.622	8.28

Det er stor usikkerhet vedrørende transiente og subtransiente tidskonstanter for generatorene i Flørli og Lysebotn, og det blir da naturlig å se på sensitivitet til disse parameterne. Kundur viser i [5] typiske parameterverdier for synkrongeneratorer til bruk i vannkraftverk, hvor området der tidskonstantene normalt vil ligge er vist i Tabell 9.

Tabell 9: Typiske verdier for tidskonstanter for synkrongeneratorer

Parameter	Symbol	Verdi
d-akse transient OC tidskonstant	T_{d0}'	1.5 – 9.0 s
d-akse sub-transient OC tidskonstant	T_{d0}''	0.01 – 0.05 s
q-akse sub-transient OC tidskonstant	T_{q0}''	0.01 – 0.09 s

Ved utførelse av sensitivitetsanalyse for tidskonstantene er det blitt kjørt beregning av alle egenverdiene for hver endring av parameterverdier. Dette genererer en stor mengde data, som gjør bare deler blir inkludert i rapporten. For hver beregning blir det notert verdi for relativ demping for tre forskjellige egenverdier. Ved endring av transient tidskonstant blir egenverdi 52, mode for feltkrets, samt laveste observerte verdi for de resterende elektromekaniske modiene notert. Ved endring av subtransient tidskonstanter blir egenverdi 52, elektromekanisk mode for Flørli, samt laveste observerte verdi for de resterende elektromekaniske modiene notert. Noterte verdier for relativ demping kan finnes i Vedlegg V.

Ved å endre T_{a0}' fra 1,5 til 11 sekunder har samtlige egenverdier utenom egenverdi 52, en relativ demping på over 19 % for alle beregningene. Resultatet ved å endre T_{a0}' i Flørli er vist i Tabell 10, tilsvarende for endring i Lysebotn er vist i Tabell 11.

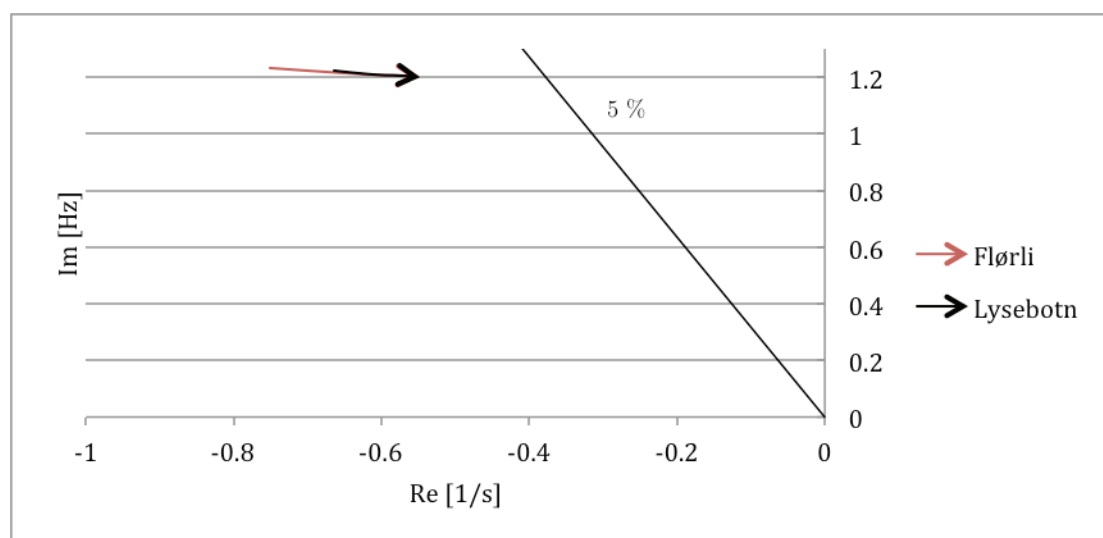
Tabell 10: Egenverdi 52 ved endring av T_{a0}' i Flørli

T_{a0}' [s]	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
1.5	-0.751	1.231	7.736	9.66
3	-0.619	1.210	7.602	8.12
5	-0.582	1.207	7.582	7.65
7	-0.565	1.205	7.572	7.44
9	-0.555	1.204	7.566	7.32
11	-0.549	1.204	7.563	7.24

Tabell 11: Egenverdi 52 ved endring av T_{a0}' i Lysebotn

T_{a0}' [s]	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
1.5	-0.665	1.222	7.677	8.63
3	-0.603	1.208	7.592	7.92
5	-0.582	1.207	7.582	7.65
7	-0.566	1.205	7.568	7.46
9	-0.555	1.202	7.554	7.33
11	-0.548	1.200	7.540	7.25

Som Figur 34 viser er egenverdi 52 mest sensitiv for endringer i T_{a0}' i Flørli. Dårligst demping oppnås ved T_{a0}' lik 11 med 7,24 % ved endring i Flørli og 7,25 % ved endring i Lysebotn.



Figur 34: Variasjon i egenverdi 52 ved endring av T_{a0}' fra 1,5 s til 11 s, i Lysebotn og Flørli

Ved å endre T_{a0}'' og T_{q0}'' mellom henholdsvis 0,01 - 0,07 s og 0,025 - 0,175 s har samtlige egenverdier utenom egenverdi 52, en relativ demping på over 7 % for alle beregningene.

Resultat ved å endre T_{d0}'' og T_{q0}'' i Flørli er vist i Tabell 12, og tilsvarende for endring i Lysebotn er vist i Tabell 13.

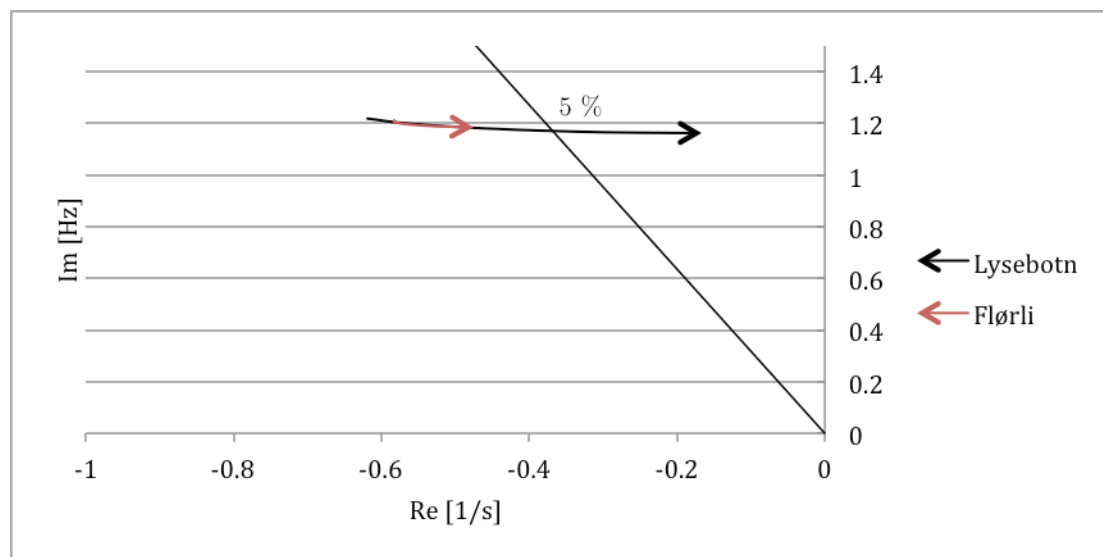
Tabell 12: Endring i egenverdi 52 ved endring av T_{d0}'' og T_{q0}'' i Flørli

T_{d0}'' [s]	T_{q0}'' [s]	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
0.01	0.025	-0.476	1.185	7.445	6.37
0.025	0.0625	-0.538	1.191	7.483	7.17
0.04	0.1	-0.571	1.199	7.531	7.56
0.055	0.1375	-0.583	1.206	7.575	7.67
0.07	0.175	-0.583	1.211	7.608	7.64

Tabell 13: Endring i egenverdi 52 ved endring av T_{d0}'' og T_{q0}'' i Lysebotn

T_{d0}'' [s]	T_{q0}'' [s]	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
0.01	0.025	-0.166	1.160	7.290	2.28
0.025	0.0625	-0.336	1.168	7.341	4.58
0.04	0.1	-0.474	1.183	7.432	6.36
0.055	0.1375	-0.568	1.201	7.545	7.50
0.07	0.175	-0.619	1.219	7.659	8.06

Som Figur 35 viser er egenverdi 52 mest sensitiv for endring av T_{d0}'' og T_{q0}'' i Lysebotn. Ved laveste verdi for tidskonstantene for Lysebotn er relativ demping nede i 2,28 %.



Figur 35: Variasjon i egenverdi 52 ved endring av T_{d0}'' fra 0,07 s til 0,01 s samt T_{q0}'' fra 0,175 til 0,025, i Flørli og Lysebotn

Parameterinnstillingene for spenningsregulatorerne i Lysebotn er stort sett ukjente og det sees videre på hvor sensitiv egenverdi 52 er for endring i proporsjonalforsterkning i Lysebotn. Dette er parameter "K1" som har opprinnelig verdi lik 346 i alle spenningsregulatorerne i Lysebotn. Tabell 14 viser hvordan egenverdi 52 endres ved endring i proporsjonalforsterkning fra 200 til 500.

Tabell 14: Endring i egenverdi 52 ved endring av AVR-forsterkning i Lysebotn

K1	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
200	-0.644	1.183	7.434	8.63
250	-0.611	1.193	7.493	8.13
300	-0.592	1.200	7.543	7.82
350	-0.580	1.207	7.584	7.63
400	-0.574	1.212	7.618	7.51
450	-0.570	1.217	7.647	7.44
500	-0.569	1.221	7.672	7.40

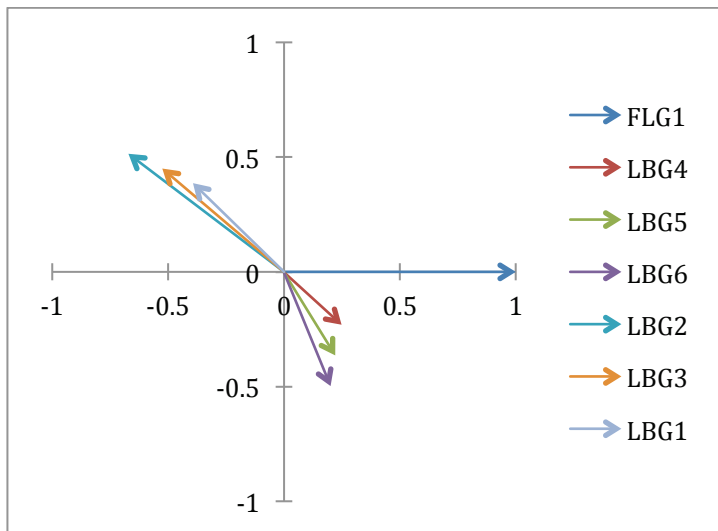
En økning i forsterkning fra opprinnelig verdi har en svakt svekkende effekt på dempingen for denne moden. Relativ demping for resterende modi for feltkrets til generatorene i Lysebotn, samt elektromekaniske modi er lagt ved i Vedlegg W. Lavest noterte verdi for relativ demping for feltkrets og elektromekaniske modi er henholdsvis 47,96 % og 20,26 %, og opptrer begge ved K1 lik 500.

8.1.3 Modalanalyse

For å få en oversikt på hvilke maskiner som involvert i de forskjellige elektromekaniske modi, er det beregnet såkalt "participation factors" i Simpow. Disse er listet i Vedlegg T for modiene med en frekvens i det elektromekaniske området, og viser hvilke parametere for hvilken maskin som har størst påvirkning på valgt egenverdi. I det elektromekaniske området er parameterne som bestemmer rotordynamikken som har mest innvirkning, og vil være turtall og polhjulsvinkel for maskinene.

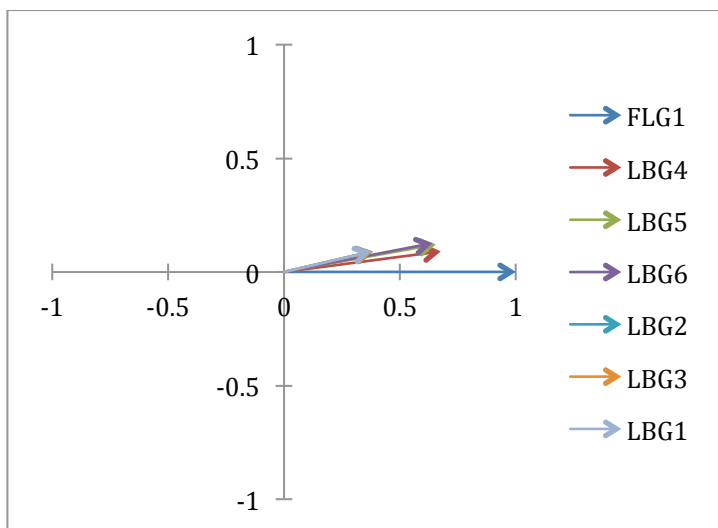
Det viser seg at moden med korresponderende egenverdipar 52/53 er sammensatt av samtlige maskiner i regionalnettet. Denne moden blir heretter referert til som "mode 1". Flørli har noe større påvirkning en Lysebotn G4-G6, og Lysebotn G1-G3 vil ha minst påvirkning.

Videre er det beregnet såkalte "mode shapes" for de elektromekaniske modiene, som alle finnes i Vedlegg U1. Figur 36 viser "mode shape" for egenverdi 37. Denne er interessant da den involverer samtlige maskiner, i tillegg til at generatoren i Flørli til dels svinger mot generatorene i Lysebotn, som ble antatt som sannsynlig i casebeskrivelsen. Denne moden er for øvrig bra dempet med relativ demping lik 22,35 %.



Figur 36: Mode shape for egenverdi 37

"Mode shape" for mode 1 er vist i Figur 37. Her ser vi at samtlige maskiner er involvert, og de mer eller mindre svinger i fase med hverandre mot resten av systemet.



Figur 37: Mode shape for egenverdi 52

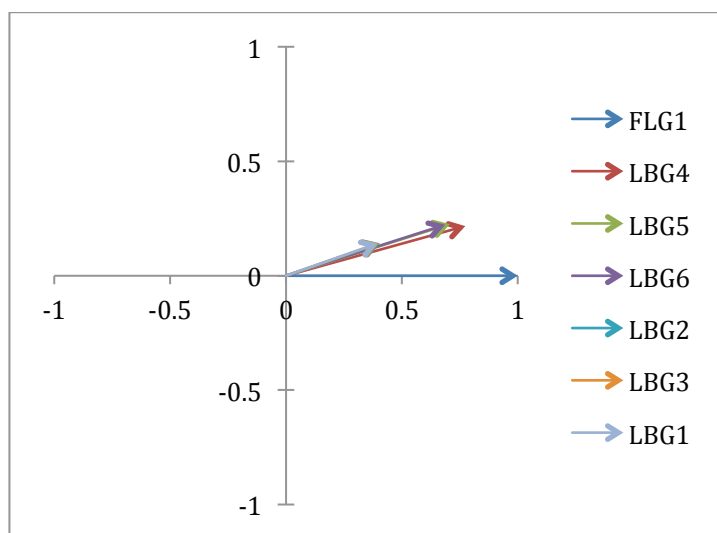
Tabell 15 viser at størst vinkel mellom generatorene er for Flørli og Lysebotn G1-G3 med ca. 13 grader.

Tabell 15: Kinetisk energi og vinkel mellom involverte generatorer i mode med korresponderende egenverdi 52

Generator	Kinetisk energi [pu]	Vinkel [°]
Flørli G1	1.000	0.0
Lysebotn G1	0.387	13.8
Lysebotn G2	0.393	13.2
Lysebotn G3	0.390	13.4
Lysebotn G4	0.682	7.5
Lysebotn G5	0.666	10.5
Lysebotn G6	0.652	11.2

Det er også utført modalanalyse for egenverdi 52 ved endring i parameterverdier i henhold til sensitivitetsanalysen. Dette er gjort for å undersøke hvordan mode shape endres som følge av forskjellige parameterverdier. Resultatene ved endre transiente- og subtransiente tidskonstanter finnes i Vedlegg U2. Det viser seg at vinkel endrer seg lite, og at generatorene i Lysebotn blir mer fremtredende ved endringene som har blitt gjort.

Figur 38 viser "mode shape" for egenverdi 52 når parameterverdier i Flørli er uendret og endringer er blitt foretatt for transient og subtransiente tidskonstanter, samt endring i proporsjonalforsterkning til spenningsregulatorerne i Lysebotn. Generatorene i Lysebotn blir mer observerbare i denne moden ved disse parameterverdiene.



Figur 38: Mode shape for egenverdi 52 ved endret parameterverdier i Lysebotn. $T_{a0}'=11$, $T_{a0}''=0,01$, $T_{q0}''=0,025$ og $KI=500$

Tabell 16 viser at vinkel endrer seg ved at generatorene i Lysebotn nå er mer i fase, og vinkel mellom G1-G3 og Flørli har økt til ca. 19 grader, i forhold til ved opprinnelige parameterverdier.

Tabell 16: Kinetisk energi og vinkel mellom involverte generatorer i mode med korresponderende egenverdi 52 ved endret parameterverdier

Generator	Kinetisk energi [pu]	Vinkel [°]
Flørli G1	1.000	0.0
Lysebotn G1	0.419	19.7
Lysebotn G2	0.429	19.2
Lysebotn G3	0.425	19.3
Lysebotn G4	0.803	15.6
Lysebotn G5	0.742	17.7
Lysebotn G6	0.721	18.0

8.1.4 Egenverdianalyse ved endringer i systemet

Foregående analyser viser at systemet er småsignal stabilt for baseverdier og opprinnelige parameterverdier i case A. Det er også vist hvordan endring av parameterverdier kan påvirke dempingen i systemet. Videre utføres det ytterligere egenverdianalyser ved endringer i systemet, som å deaktivere dempetilsats i Flørli, koble Flørli fra nettet, og undersøke for hvilke situasjoner systemet kan bli ustabilt.

Deaktivere dempetilsats

Tabell 17 viser hvordan egenverdi 52 og lokal mode for Flørli (egenverdi 39) blir påvirket av å deaktivere dempetilsats i Flørli.

Tabell 17: Påvirkning av dempetilsats i Flørli på egenverdi 52 og 39

		Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 52	Med PSS	-0.581	1.207	7.581	7.64
	Uten PSS	-0.531	1.202	7.553	7.01
Egenverdi 39	Med PSS	-2.530	1.650	10.368	23.71
	Uten PSS	-2.186	1.617	10.161	21.04

Relativ demping blir forverret for begge egenverdier ved dempetilsats deaktivert. Dempetilsatsen vil ha en positiv effekt på begge modi, og bidrar med positiv demping.

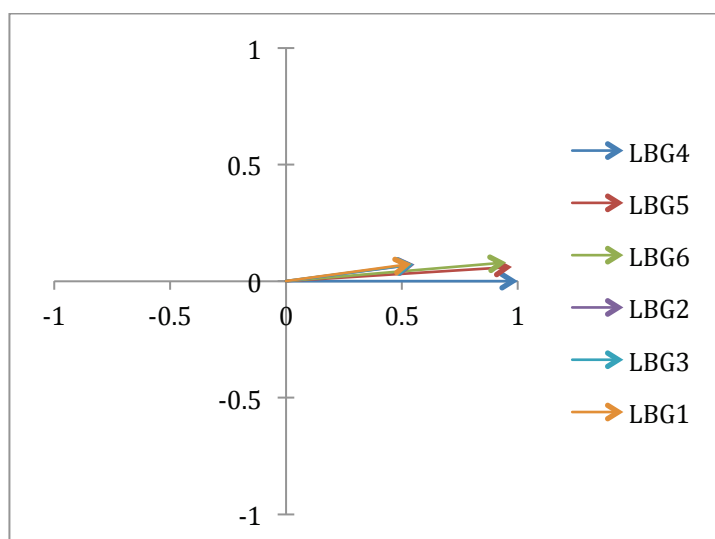
Det observeres også ved beregning av ”participation factors” for egenverdi 39 ved dempetilsats deaktivert, at lokal mode for Flørli blir er en sammensetning mellom generator i Flørli og Lysebotn G5 som vist i Tabell 18.

Tabell 18: Største "participation factors" for egenverdi 39 med dempetilsats deaktivert

Komponent	Variabel	Verdi
SYNC FLG1	Teta	0.339
	Speed	0.339
SYNC LBG5	Teta	0.295
	Speed	0.289

System ved Flørli frakoblet

Med Flørli frakoblet nettet endrer egenverdi 52 seg fra $\lambda_{52/53} = -0,581 \text{ 1/s} \pm j1,207 \text{ Hz}$ til $\lambda_{52/53} = -0,746 \text{ 1/s} \pm j1,292 \text{ Hz}$. Dette gir en endring i relativ demping fra 7,64 % til 9,15 %. Som Figur 39 viser, er moden lik som tidligere, men uten bidrag fra Flørli.



Figur 39: Modalanalyse for egenverdi 52 ved Flørli frakoblet nettet

Ustabil system

Sensitivitetsanalysen viser hvordan last i nettet og forskjellige parameterverdier for generatorene påvirker demping til moden med korresponderende egenverdi 52. Det undersøkes videre hvordan denne moden påvirkes ved å bruke samtlige verdier som gir dårligst demping. Dempetilsats er fortsatt aktiv. Parameterverdier finnes fra sensitivitetsanalysen, og det er benyttet følgende:

- Last i nettet reduseres til 60 % av opprinnelig last
- Transient tidskonstant T_{d0} settes lik 11 sekunder for samtlige generatorer
- Subtransiente tidskonstanter T_{d0}'' og T_{q0}'' settes til henholdsvis 0,01 sekund og 0,025 sekund for samtlige generatorer
- Proporsjonalforsterkning "K1" settes lik 500 for spenningsregulatorerne i Lysebotn

Denne sammensetningen resulterer i egenverdi $\lambda_{52/53} = -0,070 \text{ 1/s} \pm j1,145 \text{ Hz}$. Systemet er fortsatt småsignal stabilt, men med lav margin. Relativ demping for dette tilfellet blir 0,97 %.

For ytterligere redusere stabilitetsmarginene endres reaktiv produksjon i Lysebotn og Flørli. Ved å sette reaktiv produksjon lik null blir egenverdiparet $\lambda_{52/53} = 0,0035 \text{ 1/s} \pm j1,116 \text{ Hz}$. Da egenverdiparet nå er positivt, vil systemet for dette driftstilfellet være småsignal ustabil

8.2 Case B

Driftssituasjon for denne casen er tilsvarende som ved 24.09.07. Regionalnettet har samme koblingsbilde som case A. Generator i Flørli og Lysebotn G4, G5 og G6 er koblet mot Tronsholen i dette tilfellet.

8.2.1 Egenverdier

Beregnet komplekskonjugerte egenverdier finnes i Vedlegg X. Da det er tre mindre generatorer som tilkoblet i Lysebotn, er det derfor langt færre egenverdier for dette driftstilfellet i forhold til case A. Det observeres at egenverdiparet for moden med dårligst demping har endret nummer fra 52/53 til 27/28. Moden for disse korresponderende egenverdiene blir heretter referert til som "Mode 1".

I case A er $\lambda_{52/53} = -0,581 \pm j1,207$ med relativ demping på 7,64 %. For denne casen ser vi fra listen med egenverdier at moden har endret seg hvor $\lambda_{27/28} = -0,937 \pm j1,282$ som gir en relativ demping på 11,56 %. Frekvensen har økt noe som vil forverre demping til en viss grad, men dempekoeffisienten har derimot økt med over 60 %.

De resterende egenverdiene med en frekvens i det elektromekaniske området har en relativ demping i område fra 22 % til 24 %.

8.2.2 Modalanalyse

Modalanalyse er gjort for modi i det elektromekaniske området og finnes i Vedlegg Y. Også her finnes det modi der Flørli svinger mot Lysebotn, men som er godt dempet. Dette gjelder egenverdi 21 som er en lokal mode før Flørli, der generatorene i Lysebotn er lite observerbare. Mode for egenverdiparet 27/28 er tilsvarende som i case A, men uten bidraget fra Lysebotn G1-G3 da disse er frakoblet i simuleringen.

8.3 Case C

Driftssituasjon for denne casen er tilsvarende som ved 18.03.08. Regionalnettet har nå normal topologi og generator i Flørli, samt Lysebotn G1, G3, G5 og G6 er koblet mot Tronsholen.

8.3.1 Egenverdier

Egenverdiene for driftssituasjon som i 18.03.08 er lagt ved i Vedlegg Z. I forhold til case A er nå egenverdinummeret for mode 1 endret fra 52/53 til 39/40. Denne egenverdien er $\lambda_{39/40} = -0,889 \pm j1,268$ med relativ demping lik 11,10 %.

Case C skal sammenlignes med driftssituasjonen i case A for å undersøke hvordan endring i systemet påvirker dempingen. Egenverdier blir beregnet med nett-topologi som i case C, med driftssituasjon som i case A. Tabell 19 viser positiv verdi av de komplekskonjugerte egenverdiene tilhørende modi i elektromekaniske området med lavest verdi for relativ demping.

Tabell 19: Positiv verdi av komplekskonjugerte egenverdier for driftstilfellet i case A

	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 32	-2.501	1.760	11.058	22.06
Egenverdi 34	-2.473	1.749	10.987	21.96
Egenverdi 36	-2.464	1.709	10.738	22.37
Egenverdi 38	-2.531	1.651	10.372	23.70
Egenverdi 40	-2.237	1.633	10.262	21.30
Egenverdi 42	-2.339	1.603	10.072	22.62
Egenverdi 51	-0.584	1.200	7.540	7.72

8.3.2 Modalanalyse

Modalanalyse er gjort for modi i det elektromekaniske området og finnes i Vedlegg AA. For mode med korresponderende egenverdi 33 er tre maskiner mest fremtredende. Flørli svinger mot Lysebotn G1 og G3. Mode for egenverdiparet 39/40 er tilsvarende som i case A og B, men uten bidraget fra Lysebotn G2 og G4 da disse er frakoblet i simuleringen.

8.4 Case D

Driftssituasjon for denne casen er tilsvarende som ved kobling 13.05.2013. Generatorer tilknyttet regionalnettet er Flørli, Jøssang og Lysebotn G1 og G4-G6.

8.4.1 Egenverdier

Egenverdinummer korresponderende til mode 1 er nå byttet til 61/62 for case D. Tabell 20 viser egenverdi 61 før og etter utkobling av linje Tronsholen – Lysebotn 2, i ende Tronsholen. Egenverdinummer 61 endres til nummer 48 etter utkoblingen.

Tabell 20: Egenverdi 61 før og etter utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2

	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Før kobling	-0.736	1.229	7.724	9.49
Etter kobling	-0.531	1.164	7.316	7.24

Egenverdier etter utkoblingen viser bedre demping i forhold målingene hvor det ble funnet at dempekoeffisient $\sigma = -0.38$ 1/s og svingefrekvens $f=1.215$ Hz, som gir relativ demping lik 4,97 %.

Ved å endre parameterverdiene T_{d0} og T_{q0} for samtlige generatorer i Lysebotn til henholdsvis 0,033 s og 0,0825 endres egenverdi til $\lambda = -0,384$ 1/s $\pm j1,136$ Hz. Dette gir en relativ demping på 5,37 %.

Case D skal også sammenlignes med driftssituasjonen i case A for å undersøke hvordan endring i systemet påvirker dempingen. Egenverdier blir beregnet med nett-topologi som i case D, med driftssituasjon som i case A. Tabell 21 og Tabell 22 viser positiv verdi av komplekskonjugerte egenverdier med Jøssang henholdsvis tilknyttet og frakoblet nettet.

Tabell 21: Positiv verdi av komplekskonjugerte egenverdier for driftstilfellet i case A med Jøssang tilknyttet nettet

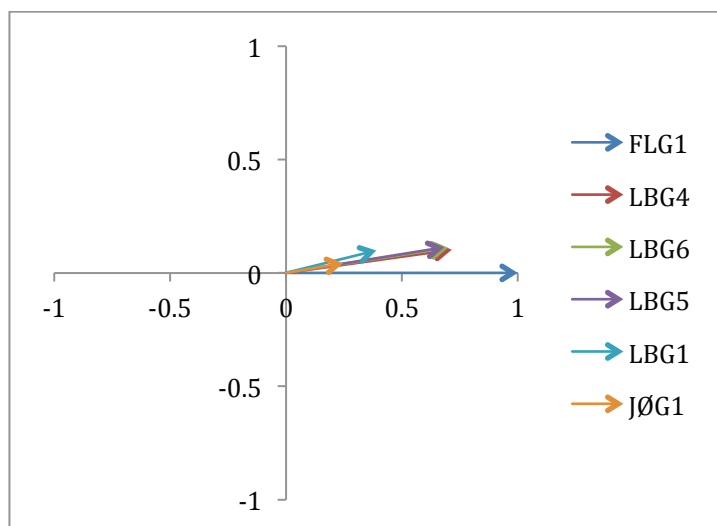
	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 39	-2.639	2.022	12.703	20.34
Egenverdi 42	-2.613	1.794	11.271	22.58
Egenverdi 44	-2.488	1.746	10.970	22.12
Egenverdi 46	-2.348	1.720	10.806	21.23
Egenverdi 48	-2.117	1.699	10.672	19.46
Egenverdi 50	-2.537	1.673	10.514	23.46
Egenverdi 52	-2.387	1.612	10.126	22.95
Egenverdi 61	-0.553	1.187	7.456	7.40

Tabell 22: Positiv verdi av komplekskonjugerte egenverdier for driftstilfellet i case A uten Jøssang tilknyttet nettet

	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 38	-2.612	1.794	11.270	22.58
Egenverdi 40	-2.487	1.746	10.968	22.12
Egenverdi 42	-2.354	1.720	10.804	21.28
Egenverdi 44	-2.116	1.697	10.666	19.46
Egenverdi 46	-2.529	1.673	10.509	23.40
Egenverdi 48	-2.385	1.611	10.123	22.93
Egenverdi 58	-0.590	1.203	7.558	7.78

8.4.2 Modalanalyse

Figur 40 viser at Jøssang vil være minst observerbar i mode 1, og være i fase med generatorene i Lysebotn. Dette påvirker demping til moden i negativ retning.



Figur 40: Modalanalyse for egenverdi 58 etter utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2

8.5 Sammenligning av caser

Egenverdianalyse for case A, B og C, viser forskjellig demping for mode 1 som vist i Tabell 23, hvor samtlige er tilfredsstillende dempet.

Tabell 23: Korresponderende egenverdier til mode 1 for tilfeller med pendling

	Re [1/s]	Im [Hz]	Relativ demping [%]
Case A	-0.581	1.207	7.64
Case B	-0.937	1.282	11.56
Case C	-0.889	1.268	11.10

Sensitivitetsanalyse har vist at endring i parameterverdier kan medføre småsignal ustabilitet for case A. Da case B og C i utgangspunktet viser bedre demping, vil småsignal ustabilitet ikke inntreffe for case B og C for samme endringene som er gjort i case A. Innvirkningen av dette vil bli utdypet og drøftet ytterligere i kapittel 10.

For å undersøke hvordan endring i nett-topologi og tilknytning av nytt kraftverk har påvirket demping i systemet, sammenlignes case C og D med driftssituasjon i case A i henhold til Vedlegg G, hvor samtlige generatorer var tilkoblet regionalnettet. Som vist i Tabell 24 har demping for mode 1 blitt marginalt forbedret for hver case. Dersom Jøssang inkluderes for dette driftstilfellet med produksjon på 30 MW og 0 MVar, reduseres relativ demping til 7,40 %.

Tabell 24: Korresponderende egenverdier til mode 1 med caser for driftstilfellet i case A

	Re [1/s]	Im [Hz]	Relativ demping [%]
Case A	-0.581	1.207	7.64
Case C	-0.584	1.200	7.72
Case D u/Jøssang	-0.590	1.203	7.78
Case D m/Jøssang	-0.553	1.187	7.40

9 Dynamisk analyse

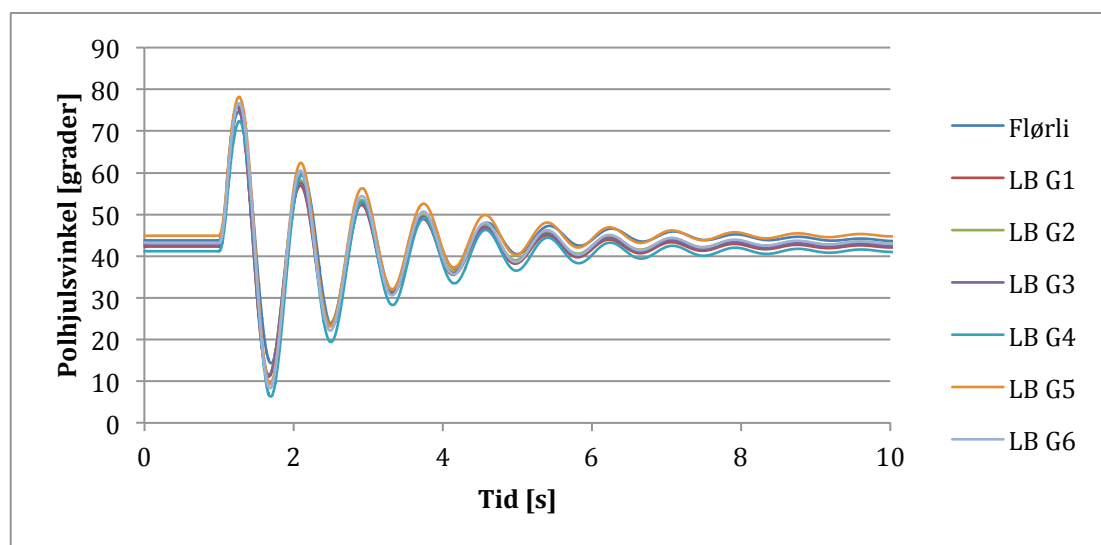
I dette kapitlet blir det utført dynamiske analyser for case A og D. Case B og C er utelatt da de har store likhetstrekk med case A.

Retning for aktiv og reaktiv effekt i linjer blir her definert forskjellig fra Simpow. Rådata fra Simpow er multiplisert med -1 for å definere samme retning som i målinger.

9.1 Case A

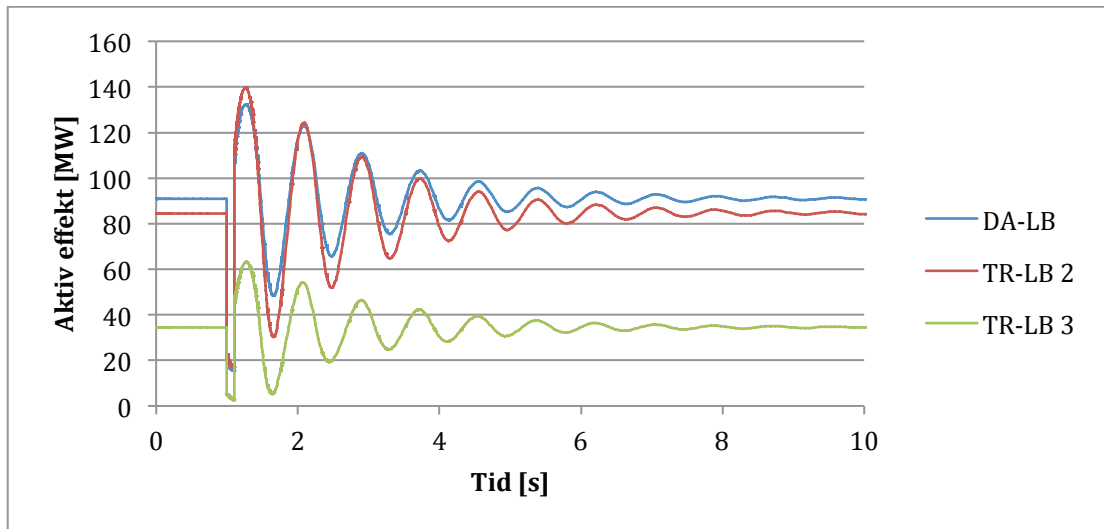
Fra modalanalyse til case A vises det at samtlige generatorer i regionalnettet vil svinge i fase med hverandre med noen få grader faseforskyvning, etter en forstyrrelse i nettet. For å verifisere dette med dynamiske analyser, er det simulert en trefase kortslutning i Tronsholen.

Figur 41 viser at "mode 1" eksiteres (med korresponderende egenverdipar 52/53) og at samtlige generatorer i stor grad svinger i fase med hverandre. Svingefrekvens er avlest til å være 1,19 Hz. Dette stemmer bra overens med egenverdianalysen, hvor imaginær del av egenverdi 52 er 1,207 Hz.



Figur 41: Svingeforløp til polhjulsvingler referert til node 300FE ved trefase kortslutning i Tronsholen med 100 ms klareringstid

Figur 42 viser aktiv effekt i Lysebotn for 132 kV linjene mellom Lysebotn og Tronsholen ved trefase kortslutning i Tronsholen. Peak-til-peak verdi for linje Dalen – Lysebotn, Tronsholen – Lysebotn 2, og Tronsholen – Lysebotn 3, avleses å være henholdsvis 82 MW, 109 MW, og 57 MW. Dersom to eller flere maskiner mellom Lysebotn og Flørli skulle svinge mot hverandre, er det forventet en større respons i linje Tronsholen – Lysebotn 3, i forhold til resterende linjer, da Flørli er tilknyttet denne linjen.



Figur 42: Aktiv effekt ved trefase kortslutning i Lysebotn med 100 ms klareringstid for 132 kV linje Dalen-Lysebotn, Tronsholen-Lysebotn 2 og Tronsholen-Lysebotn 3 målt i Lysebotn. Positiv retning definert som fra Lysebotn.

Videre undersøkes dynamisk respons i systemet ved en forstyrrelse i nettet dersom parameterverdier blir endret slik at systemet er småsignal ustabil. Det blir benyttet samme endringer som i lineæranalyse for case A i kapittel 8.1.4, hvor det ble gjort følgende endringer:

- Last i nettet reduseres til 60 % av opprinnelig last
- Transient tidskonstant T_{d0} settes lik 11 sekunder for samtlige generatorer
- Subtransiente tidskonstanter T_{d0}'' og T_{q0}'' settes til henholdsvis 0,01 sekund og 0,025 sekund for samtlige generatorer
- Proporsjonalforsterkning "K1" settes lik 500 for spenningsregulatorerne i Lysebotn

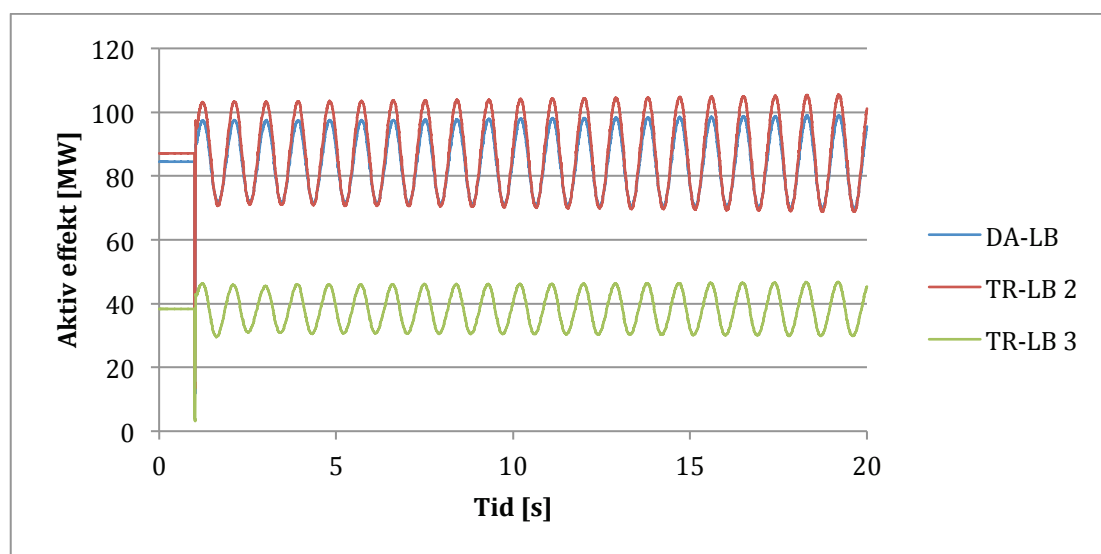
Det legges på en trefase kortslutning i Tronsholen med klareringstid på 30 ms, for å simulere en forstyrrelse i nettet. Da systemet er småsignal ustabil vil det oppstå stående pendlinger i aktiv og reaktiv effekt for synkrongeneratorerne, som vil øke over tid. Simuleringer viser at pendlingene vil stabilisere seg med faste peak-til-peak verdier etter ca. 80 s simuleringstid, og vil være stående. Figurer som vil bli presentert videre, viser simulering med 20 s simuleringstid. Endelige peak-til-peak verdier er derfor notert under simuleringene, og presentert i Tabell 25.

Det legges til at skala for reaktiv effekt i figurene er tilpasset for å vise pendlingsforløpene, og viser ikke maksimum verdi under kortslutningen.

Tabell 25: Peak-til-peak verdier for linjer og generatorer ved stående pendlinger etter lang simuleringstid

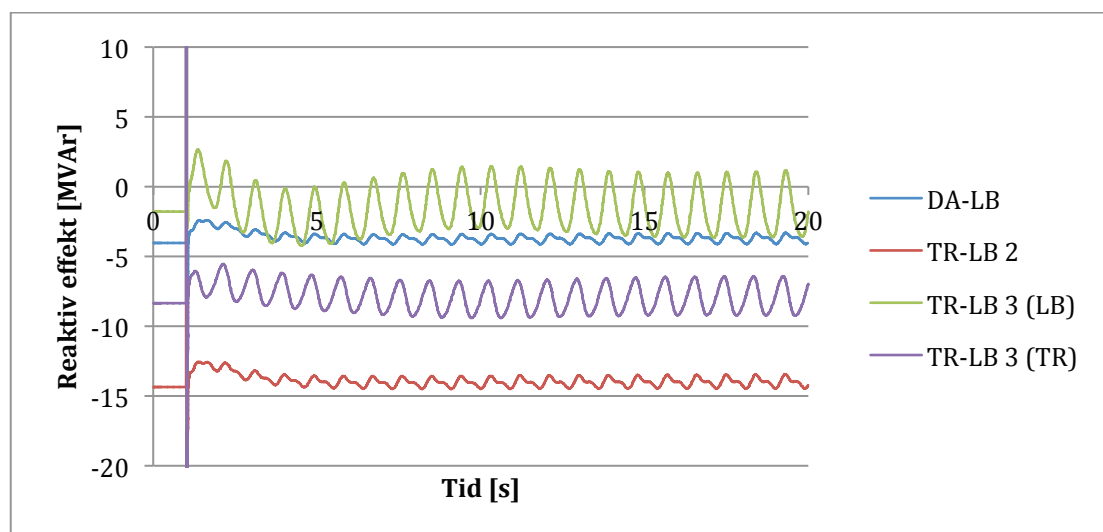
	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVA _r]
Flørli G1	37.6	9.4
Lysebotn G1	13.4	4.0
Lysebotn G2	13.5	3.9
Lysebotn G3	13.5	3.9
Lysebotn G4	23.1	5.9
Lysebotn G5	21.9	5.1
Lysebotn G6	21.9	5.1
Dalen - Lysebotn	37.4	1.0
Tronsholen - Lysebotn 2	47.1	1.3
Tronsholen - Lysebotn 3 (LB)	21.7	6.0
Tronsholen - Lysebotn 3 (TR)	54.3	15.2

Aktiv effekt i linjene mellom Tronsholen og Lysebotn under pendlingene er vist i Figur 43, hvor effektpendling i Tronsholen - Lysebotn 3 har lavere amplitude i forhold til resterende linjer mellom Tronsholen og Lysebotn.



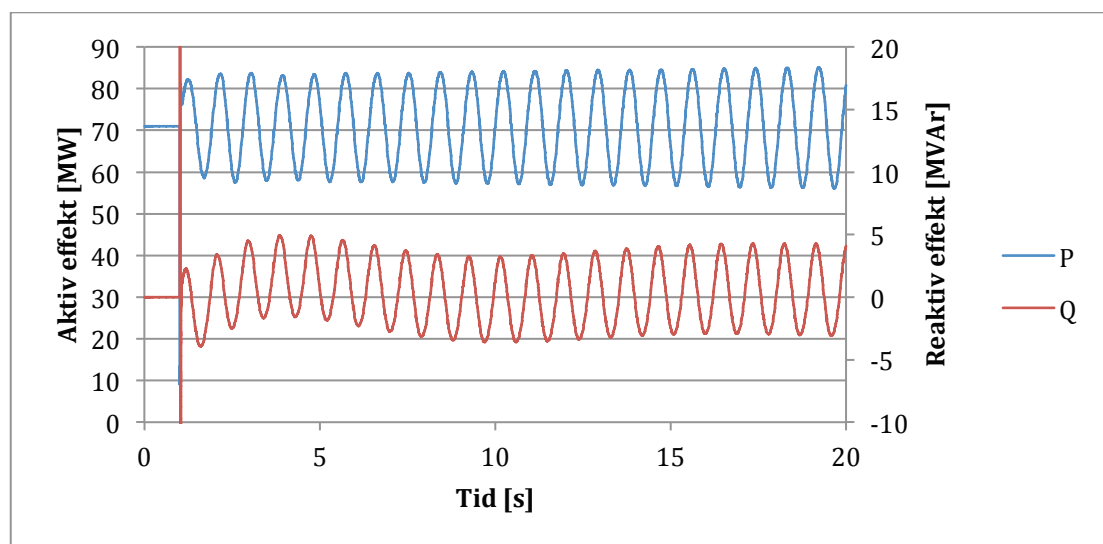
Figur 43: Aktiv effekt for 132 kV linje Dalen-Lysebotn, Tronsholen-Lysebotn 2 og Tronsholen-Lysebotn 3 målt i Lysebotn, ved kortslutning i Tronsholen. Positiv retning definert som fra Lysebotn.

Pendling i reaktiv effekt i linjene har markante forskjeller. Som vist i Figur 44 har pendling i linje Tronsholen – Lysebotn 3 forskjellig form og amplitude. De stående pendlingene har samme svingefrekvens som effektpendlingene, men det kan også observeres en lavfrekvent pendling som dempes ut i løpet av 20 s.



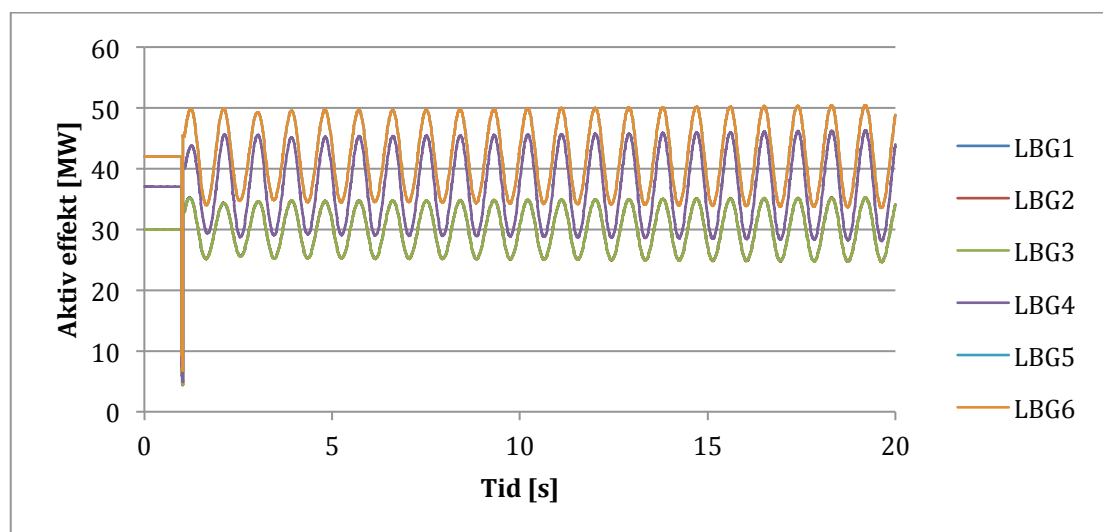
Figur 44: Reaktiv effekt for 132 kV linje Dalen-Lysebotn, Tronsholen-Lysebotn 2, Tronsholen-Lysebotn 3 målt i Lysebotn, samt for Tronsholen-Lysebotn 3 målt i Tronsholen, ved kortslutning i Tronsholen. Positiv retning definert som fra Lysebotn.

Som vist Figur 45, kan det observeres en tilsvarende lavfrekvent svingning i reaktiv effekt i Flørli, som i linje Tronsholen – Lysebotn 3, men motsatt rettet.

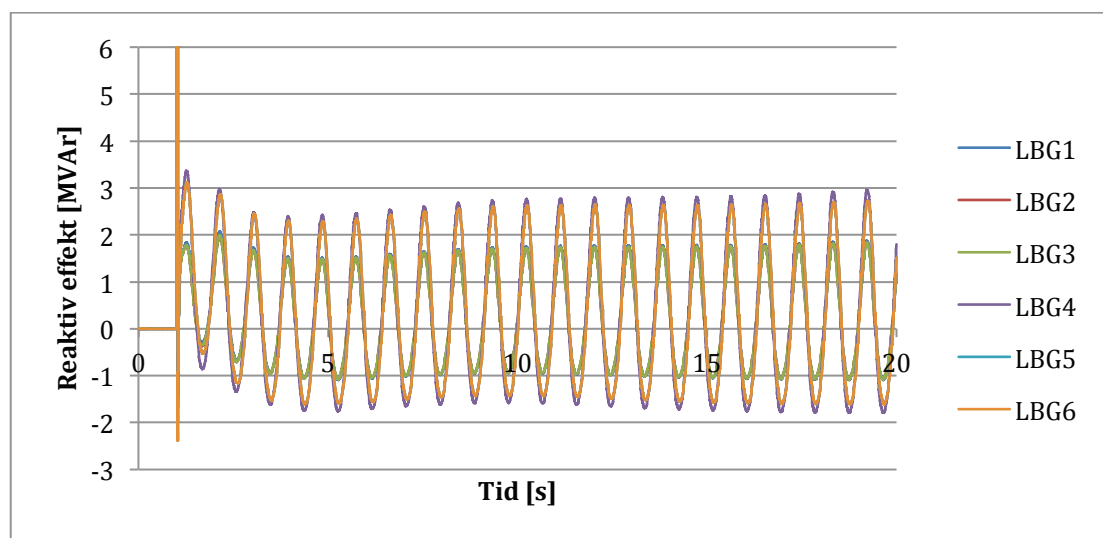


Figur 45: Aktiv og reaktiv effekt i Flørli kraftverk ved trefase kortslutning i Tronsholen.

Figur 46 og Figur 47 viser henholdsvis aktiv effekt og reaktiv effekt for generatorene i Lysebotn. I Figur 47 observeres det at samtlige maskiner følger samme lavfrekvente svingning i reaktiv effekt, og som videre gjenspeiles i reaktiv effektflyt for linje Tronsholen – Lysebotn 3.

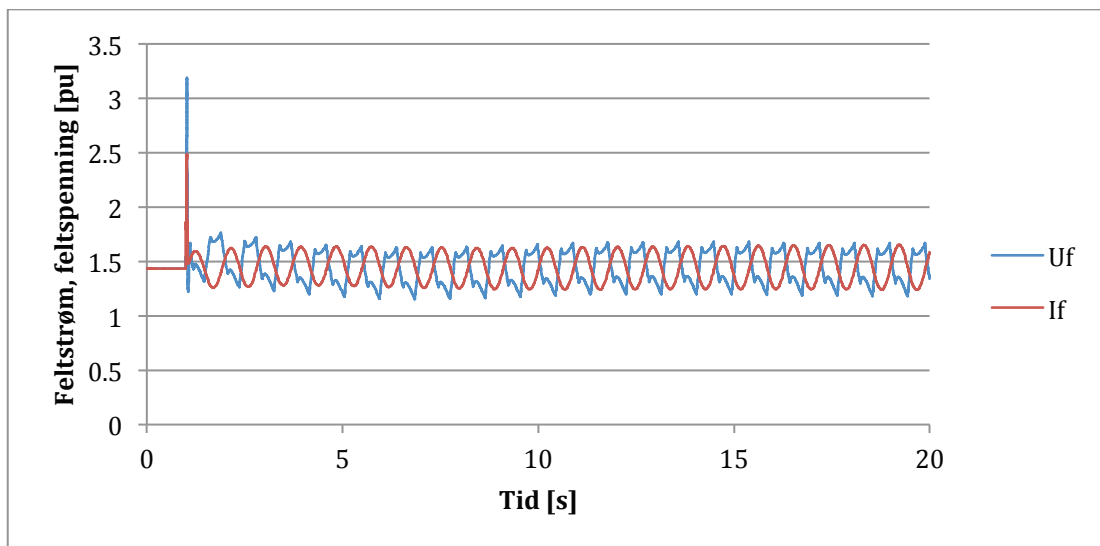


Figur 46: Aktiv effekt i Lysebotn kraftverk ved trefase kortslutning i Tronsholen.

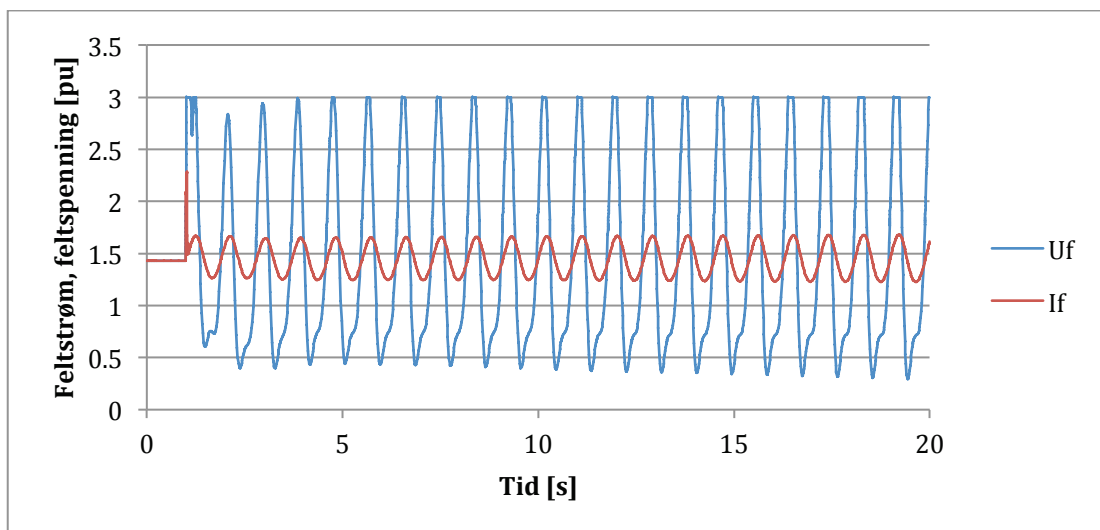


Figur 47: Reaktiv effekt i Lysebotn kraftverk ved trefase kortslutning i Tronsholen.

Figur 48 og Figur 49 viser feltstrøm og feltspenning under pendlingsforløpet for henholdsvis Flørli og Lysebotn G6. Ved lang simuleringstid når feltstrøm maksimum verdi på henholdsvis 1,72 pu og 1,75 pu. Feltstrømsbegrensere vil ikke tre inn da grensene for kontinuerlig feltstrøm er satt til 2.2 pu for Flørli, og 2.56 pu for Lysebotn G4-G6. Form på feltspenning i Flørli er trolig et resultat av at integratoren i PID-regulatoren stopper. Det minnes om at valgt verdi for grensene er beskrevet i kapittel 6.5.1.



Figur 48: Feltstrøm og feltspenning i Flørli under pendlingsforløp.

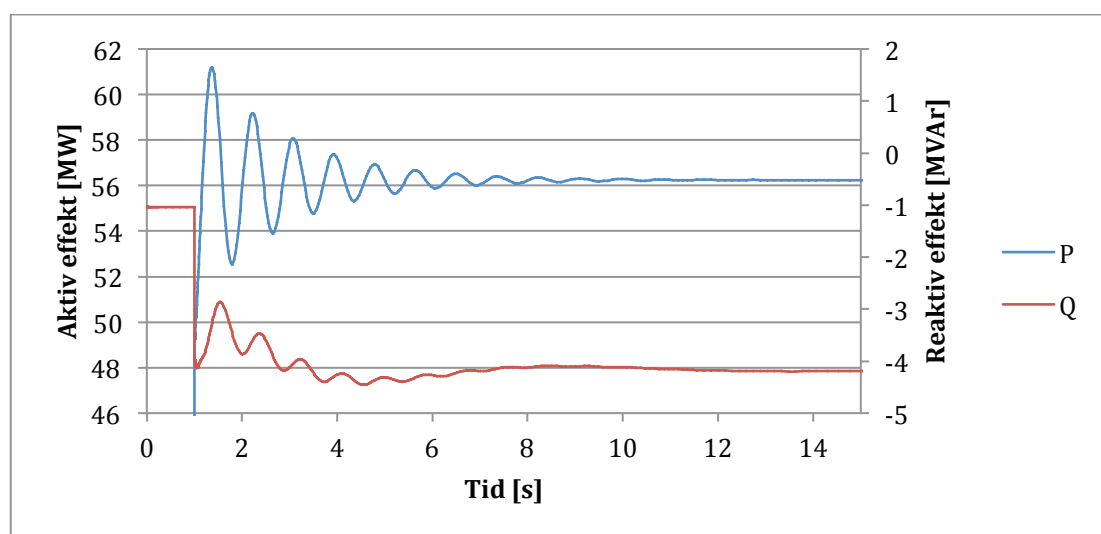


Figur 49: Feltstrøm og feltspenning i Lysebotn generator 6 under pendlingsforløp.

9.2 Case D

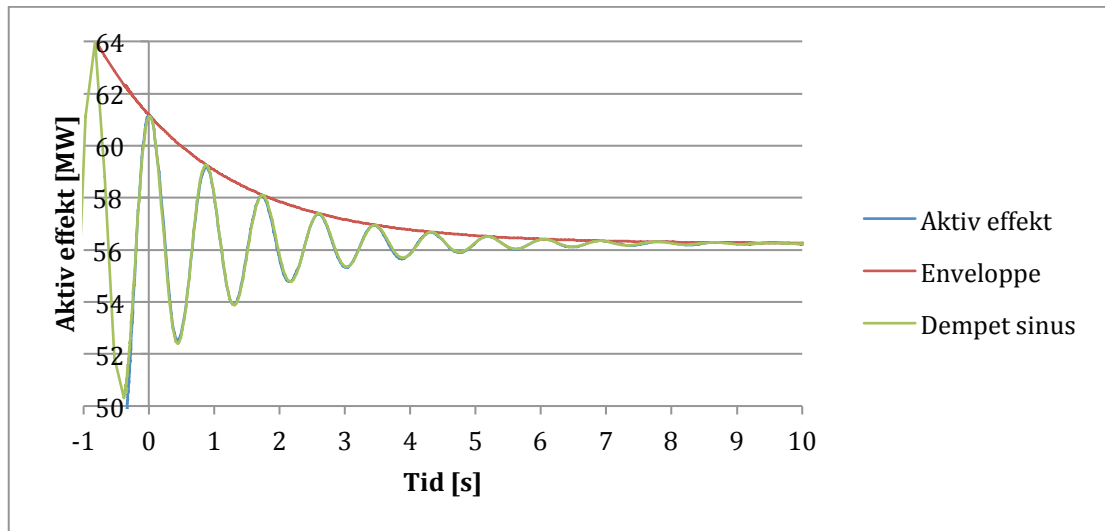
I denne casen utføres simuleringer med tilsvarende test som ble gjort under målingene beskrevet i kapittel 5, ved å utføre en kobling i nettet.

Figur 50 viser respons i aktiv og reaktiv effekt på linje Tronsholen – Lysebotn 3 (132HS – 132LB3), ved utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2. Kurvene representerer aktiv og reaktiv effekt i ende Lysebotn, men multiplisert med -1 for å definere samme retning som i målingene. Peak-til-peak verdi mellom første og andre utsving i aktiv og reaktiv effekt, avleses til å være henholdsvis ca. 8,5 MW og ca. 1,2 MVar.



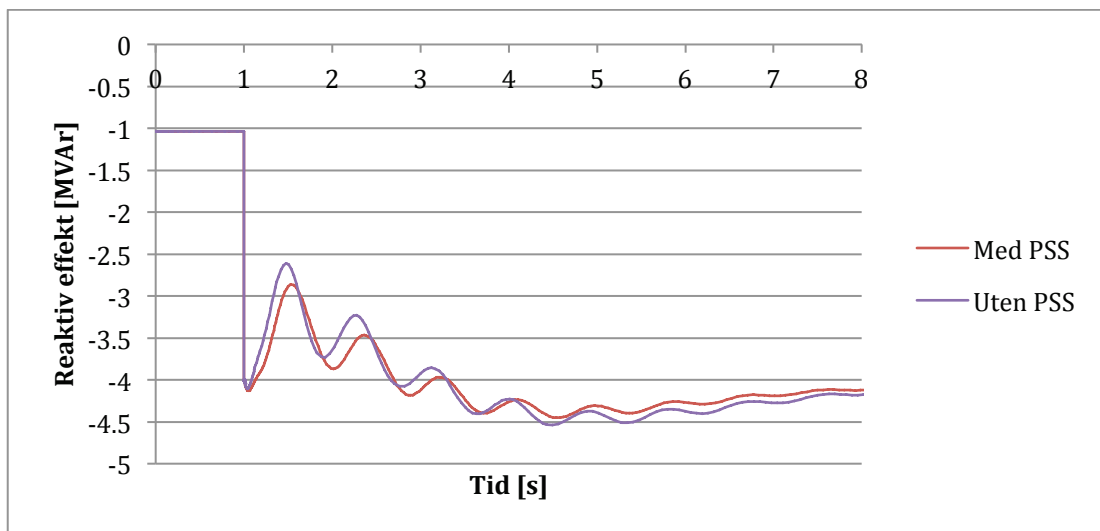
Figur 50: Respons i aktiv og reaktiv effekt for Tronsholen – Lysebotn 3 ved utkobling av linje Tronsholen – Lysebotn 2. Positiv retning definert som fra Lysebotn.

For å finne svingefrekvens og relativ demping for dette tilfellet, er det brukt samme metode som ved målingene i kapittel 5, hvor målingen ble sammenlignet med et dempet sinussignal. Dette er gjort i Figur 51, hvor $\sigma=0,56$ og $f=1,16$, som gir en relativ demping på 7,66 %.



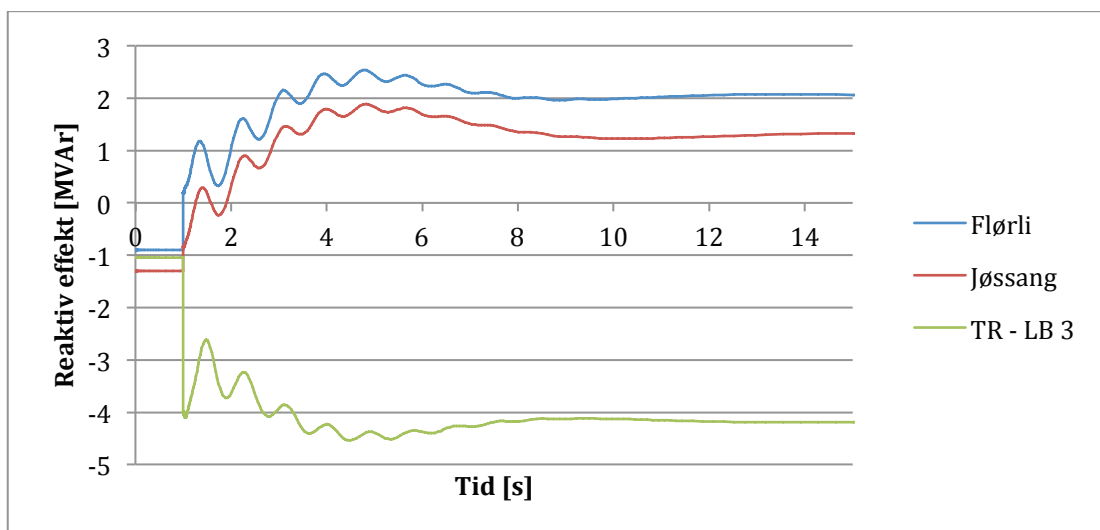
Figur 51: Sammenligning av aktiv effekt med dempet sinussignal for å fastsette dempekoeffisient og svingefrekvens.

I Figur 50 observeres det at forløp for reaktiv effekt er forskjellig fra målingene, ved at den lavfrekvente svingningen er mer eller mindre motsatt rettet. Figur 52 viser effekten av å deaktivere dempetilsatsene i Flørli og Jøssang. Med dempetilsatsene aktivert vil faseforskyvning mellom aktiv og reaktiv effekt bli større, og svinge mer i motfase med hverandre. Den lavfrekvente svingen blir mindre påvirket av denne endringen.



Figur 52: Respons i reaktiv effekt for linje Tronsholen – Lysebotn 3 med og uten dempetilsats ved utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2. Positiv retning definert som fra Lysebotn.

I kapittel 9.1 ble det vist at en lavfrekvent svingning i reaktiv effekt i linje Tronsholen – Lysebotn 3, målt i Lysebotn, gjenspeilet samlet lavfrekvent forløp for generatorene i Lysebotn. I Figur 53 sammenlignes reaktiv effekt for Flørli og Jøssang, med Tronsholen – Lysebotn 3. Reaktiv effekt i linjen, som absorberes i Lysebotn, vil i løpet av de tre første sekundene reduseres, for så å øke igjen, og videre svinges inn mot ny stabil verdi.



Figur 53: Reaktiv effekt i Flørli, Jøssang, og linje Tronsholen – Lysebotn 3 ved utkobling av Tronsholen – Lysebotn 2. Positiv retning for flyt i linjen er definert som fra Lysebotn.

Som vist ved test av spenningsregulatorerne, tyder dette igjen på at spenningsregulatorerne i Flørli og Jøssang opererer saktere en for reelt system.

10 Diskusjon

Nøyaktighet og validitet til resultater fra datasimuleringer er avhengig av nøyaktighet til parameterverdier og type modeller som blir benyttet for å representere forskjellige komponenter i systemet. Resultater fra simuleringer i denne masteroppgaven inkluderer i stor grad kjente verdier som er hentet fra dokumentasjon, eller er avlest i kraftstasjoner. Det er i midlertidig noen usikkerhetsmomenter vedrørende simuleringene:

- Test av spenningsregulator og dempetilsats i Flørli kraftverk har antydnet at valgt verdi for transient tidskonstant $T_{d0}'=5,1$ s, i realiteten trolig er noe lavere.
- Det stilles spørsmål til hvorvidt tidskonstant $T_{d0}'=11,4$ s i Jøssang er korrekt oppgitt i dokumentasjon fra leverandør. Lavere tidskonstant gir hurtigere spenningsregulering, samt bedre virkning av dempetilsats.
- Subtransient tidskonstanter for generatorer i Lysebotn kraftverk er trolig i overkant høye, og gir for god virkning fra dempeviklinger.
- Faktor for magnetisk metning i Flørli og Jøssang kraftverk er ukjent.
- Faktor for magnetisk metning i Lysebotn kraftverk antas å være valgt med bakgrunn i kortslutningskarakteristikk for generatorene.
- Parameterverdier for spenningsregulatorer i Lysebotn kraftverk er i stor grad ukjent. Det er i tillegg usikkert hvilke verdier som er justerbare.

Modalanalyser viser at generator i Jøssang er minst observerbar i "mode 1" i forhold til andre generatorer i regionalnettet, som gjør at unøyaktigheter i modellering av denne generatoren også vil ha mindre innvirkning på moden.

Lineæranalyser i kapittel 8.1.4 viser at "mode 1" kan bli småsignal ustabil ved å endre parameterverdier til ukjente tidskonstanter, øke proporsjonalforsterkning i Lysebotn, redusere last i nettet, samt ved å redusere produksjon av reaktiv effekt. Det påpekes at parameterverdier for subtransiente tidskonstanter da er i nedre grense av hva som ansees å være normale verdier.

Tabell 26 viser en oversikt på peak-til-peak verdier for pendlinger som har oppstått i regionalnettet, og pendlinger som oppstår som følge av simulert forstyrrelse ved ustabil system.

Tabell 26: Avleste peak-til-peak verdier fra SCADA-målinger 23.05.2007, og ved simulering av trefase kortslutning i Tronsholen med klareringstid lik 30 ms ved småsignal ustabil system.

	Simulering		Måling	
	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVar]	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVar]
Flørli G1	37.6	9.4	47	26
Lysebotn G4-G6	22	5.5	7.5	1.7
Tronsholen - Lysebotn 3	21.7	6	30	-

Endring av subtransiente tidskonstanter i Lysebotn kraftverk har stor innvirkning på demping for "mode 1" som vist i kapittel 8.1.2, og lave parameterverdier resulterer i store peak-til-peak verdier i aktiv effekt for disse maskinene. Transient endring i polhjulsvinkel til generatorene vil også ha en viss påvirkning på spenningen, som igjen gir høyere peak-til-peak verdier for reaktiv effekt. Peak-til-peak verdier for aktiv effekt i Lysebotn G4-G6 er i simuleringene i snitt 22 MW, mens avlest verdi fra SCADA-målinger viser ca. 7,5 MW. Dette peker mot at endringene gir for lav demping, og videre for lave subtransiente tidskonstanter i Lysebotn kraftverk.

Sammenligning av respons i aktiv effekt i simulering og måling i case D, etterfulgt utkobling av linje Tronsholen – Lysebotn 2, viser peak-til-peak verdier på henholdsvis 8,5 MW og 10 MW. Det ble vist i lineæranalyse av case D at ved endring av subtransiente tidskonstanter i Lysebotn, endres korresponderende egenverdi til "mode 1" fra $\lambda = -0,531 \text{ 1/s} \pm j1,164 \text{ Hz}$ til $\lambda = -0,384 \text{ 1/s} \pm j1,136 \text{ Hz}$. Initial dempekoeffisient og svingefrekvens på respons i målingen ble avlest til å være henholdsvis $\sigma = -0.38 \text{ 1/s}$ og $f=1.215 \text{ Hz}$. Det ansees som høyst sannsynlig at en finjustering av tidskonstanter vil gi en tilnærmet identisk respons i aktiv effekt ved dynamisk simulering.

Egenverdianalyse for case A, B og C, viser forskjellig demping for mode 1 som vist i Tabell 23, hvor samtlige caser er tilstrekkelig bra dempet. Sensitivitetsanalyse har vist at ved endring i ukjente parameterverdier, kan demping til moden bli kraftig redusert. Ved mistanke om småsignalustabilitet er det forventet at relativ demping for case A, B og C skal være mer eller mindre lik, hvor endring i parameterverdier kan resultere i tilsvarende forverring av demping for samtlige caser. Simuleringer viser at demping til "mode 1" i stor grad er påvirket av antall maskiner tilknyttet regionalnettet, som gjør at en endring i parameterverdier i Lysebotn vil ha stor innvirkning for demping i case A, men mindre innvirkning i case B og C, hvor færre maskiner i Lysebotn er tilknyttet regionalnettet. Modalanalyse for endring i parameterverdier viser at "mode shape" for mode 1 har liten innvirkning på vinkel mellom de involverte maskinene, slik at samtlige synkrongeneratorer vil mer eller mindre svinge i fase med hverandre etterfulgt en liten forstyrrelse. "Mode shape" til denne moden vil dermed være lite avhengig av usikkerheten vedrørende tidskonstanter som ikke er kjent.

Lastflytanalyser for case A, B, og C, viser til dels store avvik mellom målt og simulert generatorspenning i Lysebotn, på opp til 9 % for generator 1. For disse casene er trinnstilling på T1, og omsetningsforhold på T5 og T6, valgt med bakgrunn i omsetningsforhold på resterende transformatorer i Lysebotn. Det kan tenkes at omsetningsforhold i realiteten har vært forskjellig. På en annen side observeres det tvetydigheter ved SCADA-målingene for case A, B, og C. Måling for generator 4 viser 8,1 kV og 3100 A som vil gi en tilsynelatende effekt på $S=8,1 \text{ kV} \cdot 3100 \text{ A} \cdot \sqrt{3}=43,5 \text{ MVA}$. Ved målt aktiv effekt på 37 MW, forventes det en reaktiv effekt i området $Q=\sqrt{43,5^2-37^2}=23 \text{ MVar}$, i forhold til 4 MVar som er målt verdi. En høyere produksjon av reaktiv effekt vil gi høyere spenninger på generatorene. Selve generatorspenningene har mindre betydning for stabiliteten i systemet, med grad av magnetisering har en viss betydning. En undermagnetisert maskin vil ha lavere stabilitetsmarginer i forhold til en

overmagnetisert maskin. Dersom grad av magnetisering er større en antatt, vil også feltstrøm for maskinene være høyere, og dermed nærmere grenseverdier.

SCADA-målinger indikerer at generatorer i Flørli og Lysebotn i stor grad svinger mot hverandre under hendelsene i 2007 og 2008. Lineæranalyse av systemet viser derimot at for "mode 1" vil generatorene svinge i fase med hverandre. En mulighet er at moden kan bli endret som følge av for eksempel aktive feltstrømsbegrensere eller feil innstilt dempetilsats. Lineæranalyse vil ikke kunne avdekke en eventuell negativ innvirkning fra feltstrømsbegrensere.

Modalanalyser viser at generator i Flørli kraftverk er mest observerbar i "mode 1" i forhold til andre generatorer, som i tilfellet retter interesse mot feltstrømsbegrensere her. I tillegg sees det fra Tabell 26 at peak-til-peak verdi for aktiv og reaktiv effekt er større i målinger i forhold til simulering. En teori er at endring i magnetisering som følge av begrensersfunksjoner, gir større utsving i polhjulsvinkel og dermed større utsving i aktiv effekt. Andre årsaker kan være lavere demping i Flørli en antatt som gir større utsving i polhjulsvinkel som resulterer i større utsving i aktiv effekt.

På en annen side er det mistanke om relativt store avvik i SCADA-målinger for Lysebotn kraftverk, som kan resultere i at maskinene er mer overmagnetisert i forhold til det som har blitt utført i simuleringene. Grad av magnetisering vil også være påvirket av magnetisk metning. Dersom valg for metningsfaktorer er for lave, vil simulert feltstrøm være for liten ved høy last.

Det blir antatt som sannsynlig at feltstrømsbegrensere i Flørli er aktiv underpendlingsforløpene som beskrevet i kapittel 4.1. I tillegg blir det observert mindre pendlinger i reaktiv effekt forut for pendlingene, som også peker mot virkning fra spenningsregulatorer. Dette kan for øvrig også skyldes funksjon til dempetilsatser, da målinger i case D tyder på at begrensersfunksjon til dempetilsatsene tidvis gir en endring i reaktiv effekt. Da parameterverdiene til dempetilsatsene er kjent, og simuleringer ikke viser tegn til forverret demping, virker dette mindre sannsynlig, men kan heller ikke utelukkes.

Med usikkerheten vedrørende spenningsregulatorene i Lysebotn kan det heller ikke helt utelukkes at det ved spesielle driftstilfeller, kan finnes modi som er dårligere dempet en hva simuleringer viser.

11 Konklusjon

Simuleringer viser at synkrongeneratorer i Lysebotn sammen med synkrongenerator i Flørli og Jøssang, kan utgjøre en potensielt dårlig dempet mode med en svingefrekvens rundt 1,2 Hz, referert til som "mode 1". Damping til denne moden vil være avhengig av antall tilkoblede generatorer, hvor lavest damping oppstår ved samtlige maskiner tilknyttet nettet med full produksjon.

Målinger i regionalnettet bekrefter at "mode 1" blir eksitert ved en forstyrrelse i regionalnettet. Respons i aktiv effekt etterfølgende forstyrrelsen viser en initial dårligere dempet respons i forhold til simuleringer, med relativ damping lik 4,97 % for målingen, og 7,66 % for simuleringen.

Sammenligning av forskjellig nett-topologi for regionalnettet i 2007, 2008, og 2013, viser at systemet har en marginal forbedret damping på henholdsvis 7,64 %, 7,72 % 7,78 % relativ damping. Dersom Jøssang kraftverk er tilkoblet nettet med 30 MW og 0 MVAR, blir damping noe forverret og reduseres fra 7,78 % til 7,40 %.

Det er undersøkt hvorvidt ukjente parameterverdier kan ha verdier som resulterer i at systemet blir småsignal ustabil. Det konkluderes med at en sammensetning av parameterverdier og driftssituasjon som gir ustabilitet i henhold til kapittel 8.1.4, er usannsynlig.

Ved justering av subtransiente tidskonstanter i Lysebotn gir simuleringsmodellen en tilfredsstillende representasjon av systemet ved små forstyrrelser. Det konkluderes derfor med at systemet i utgangspunktet var småsignal stabilt for hendelser med pendling i 2007 og 2008, men med lave stabilitetsmarginer, og hvor hittil uavklarte årsaker har påvirket damping slik at systemet blir ustabil.

Det blir ansett som en mulighet at feltstrømsbegrensere i Flørli og/eller Lysebotn kraftverk kan ha en negativ innvirkning på damping i systemet ved spesielle driftstilfeller, og krever ytterligere undersøkelser.

12 Forslag til videre arbeid

Som følge av uavklarte forhold vedrørende spenningsregulatorene, kan videre arbeid bestå av følgende:

- Verifisere parameterverdier for spenningsregulatorer i Lysebotn, ved hjelp av målinger, eller utvidet undersøkelse av virkemåte til regulatoren for å identifisere justerbare parametere.
- Undersøke ved hjelp av simuleringer hvorvidt feltstrømsbegrensere i Flørli og Lysebotn kan påvirke demping i systemet ved å redusere grenseverdier, eller endre parameterverdier for magnetisk metning.

Dempetilsatser i Flørli og Jøssang har en tilsynelatende mindre forbedret demping i simuleringene enn forventet, og kan undersøkes videre.

Det anbefales å etablere permanent måleoppstilling i regionalnettet, eller målinger over et lengre tidsrom for å kunne identifisere svingefrekvens på eventuelle pendlinger. Det kan forekomme pendlinger med lav amplitude i systemet som ikke nødvendigvis blir oppdaget dersom grenseverdier på overføringslinjer og generatorer ikke blir oversteget. Dersom svingefrekvens på pendlinger skulle vise seg å avvike betraktelig fra 1,2 Hz er det høy sannsynlighet for at moden som er identifisert i dette arbeidet blir endret, eller det kan tyde på en annen mode som av uavklarte årsaker har en markant forverret demping.

Lastflytanalyser for case A, B, og C, viser til dels store avvik mellom målt og simulert generatorspenning i Lysebotn, samt tvetydighet mellom målte verdier. Det bør undersøkes når forrige kalibrering av måleverdiomformere i Lysebotn ble utført, og størrelsesorden på eventuelle justeringer. Grad av magnetisering i synkrongeneratorene kan ha betydelig innvirkning på demping i systemet, og kan i tillegg resultere i at begrenserfunksjoner blir aktivert.

Referanseliste

- [1] Berdal Strømme, "Stabilitetsstudie Tronsholen-Lysebotn," Rapport 1995.
- [2] Øystein Kirkeluten, "Kommentarer til rapport Stabilitetsstudie Tronsholen-Lysebotn," Statnett SF, Notat 2008.
- [3] Prabha Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability," IEEE/CIGRE Joint Task Force, 2003.
- [4] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, and James R. Bumby, *Power System Dynamics, Stability and Control*, 2nd ed. Chichester, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2008.
- [5] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, Neal J. Balu and Mark G. Lauby, Eds. New York, United States of America: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [6] Magnus Dalva and Olav Vaag Thorsen, *Elektriske maskiner og omformere*, 4th ed. Oslo, Norge: Gyldendal Norsk Forlag AS, 2007.
- [7] Stephen D. Umans, *Fitzgerald & Kingsley's Electric Machinery*, 7th ed. New York, United States of America: McGraw-Hill, 2013.
- [8] Jens G. Balchen, Trond Andresen, and Bjarne A. Foss, *Reguleringsteknikk*, 5th ed. Trondheim, Norge: Institutt for teknisk kybernetikk, NTNU, 2003.
- [9] STRI AB, SIMPOW User Manual 11.0, September 24, 2012.
- [10] Ole-Morten Thu, "Analysis of Stability Problems at Kuråsossen Power Plant," Norwegian University of Science and Technology, Specialization Project 2012.
- [11] ALSTOM, Automatisk spenningsregulator HPC 185 bruker manual. Del 12. Opsjon dempetilsats, November 6, 2000.
- [12] Statnett O-vakt, Kortslutningsytelse Stokkeland, Februar 18., 2013, Epost til O-M.Thu.
- [13] Norconsult, Jøssang Power Plant Updated regulation stability analysis, February 11, 2008.
- [14] ALSTOM, Beskrivelse av HPC185 Del 1-7, November 3, 2000.
- [15] Rainpower, Spenningsregulator Magnostat 1x brukermanual, August 10, 2009.
- [16] Kjetil Uhlen, "AN 97.12.36 PSS/E-modell for spenningsregulator, "NOREX1",

Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, Arbeidsnotat 1997.

[17] Norconsult, Flørli Power Plant Stability and Pressure Surge Analysis, July 25, 2008.

[18] Siemens Industry Inc., PSS/E 33.2 Program Application Guide Volume 2, July 2012.

[19] Lars Lindquist, Sprang i VREF for Exciter, November 6, 2007, Epost til T.Toftevaag.

Vedlegg

Vedlegg A	Data for transformatorer, linjer og kabler	1
Vedlegg B	Enlinjeskjema for det studerte systemet	4
Vedlegg C	Hoveddata for Flørli, Lysebotn og Jøssang kraftverk.....	7
Vedlegg D	Generatorparametere	8
Vedlegg E	Regulatorinnstillinger	10
Vedlegg F	Forenklete enlinjeskjema til casebeskrivelse	11
Vedlegg G	Målte verdier før pendlinger i 2007 og 2008	14
Vedlegg H	Driftssituasjon før utkobling av linje	16
Vedlegg I	Diagrammer fra måleresultater	18
Vedlegg J	Simpow-filer	22
Vedlegg K	Kildekode til DSL-filer	28
Vedlegg L	Blokkdiagrammer for spenningsregulatorer og dempetilsats laget i HiDraw	42
Vedlegg M	Resultat for test spenningsregulatorer	46
Vedlegg N	Resultat for test av dempetilsatser	50
Vedlegg O	Resultat ved test av turbinregulatorer	52
Vedlegg P	Tabeller til lastflytverifikasjon	55
Vedlegg Q	Gruppeoversikt og kretsskjema for Lysebotn kraftstasjon 132 kV linje Tronsholen 3	59
Vedlegg R	Lastflyt Case A 23.05.2007	62
Vedlegg S	Komplekskonjugerte egenverdier Case A	65
Vedlegg T	”Participation factors” case A	66
Vedlegg U	Modalanalyse Case A.....	67
Vedlegg V	Endring i relativ demping som følge av endring av tidskonstanter	69
Vedlegg W	Endring i relativ demping ved endring av forsterkning i spenningsregulatorer i Lysebotn.....	70
Vedlegg X	Komplekskonjugerte egenverdier Case B.....	71

Vedlegg Y	Modalanalyse Case B.....	72
Vedlegg Z	Komplekskonjugerte egenverdier Case C.....	73
Vedlegg AA	Modalanalyse case C.....	74

Vedlegg C Hoveddata for Flørli, Lysebotn og Jøssang kraftverk

	Flørli	Lysebotn G1-G3	Lysebotn G4-G6	Jøssang
Generator				
Fabrikat	ABB Kraft	NEBB	NEBB	Alstom
Type	Synkrongenerator med utpregede poler	Synkrongenerator med utpregede poler	Synkrongenerator med utpregede poler	Synkrongenerator med utpregede poler
Ytelse [MVA]	89	38	50	38
Spenning [kV]	10	7.5	9	10
Cos ϕ	0.9	0.85	0.8	0.86
Turtall [r/min]	600	500	500	600
Treghetsmoment, J [tm ²]	115	60	90	38.3
Turbin				
Type	Pelton	Pelton	Pelton	Francis
Ytelse [MW]	80	30	42	34
Treghetsmoment, J [tm ²]	-	1.8	2.7	<i>4.05</i>
Regulatorer				
Spenningsregulator	ABB HPC 185	NEBB Magnostat MB 413	NEBB Magnostat MB 413	Rainpower MAGNOSTAT 10S
Dempetilsats	PSS2A	Ingen	Ingen	PSS2A
Turbinregulator	Kværner TC 210	HPC 160	HPC 605	Rainpower HYDROTROL 10F

Verdier i kursiv er beregnet eller basert på valg beskrevet i kapittel 6.

Vedlegg D Generatorparametere

Parameter	Enhet	Symbol	Flørli	Lysebotn G1-G3	Lysebotn G4-G6	Jøssang
d-akse synkron reaktans	[pu]	x_d	1.30	<i>1.20</i>	<i>1.20</i>	1.21
d-akse transient reaktans	[pu]	x_d'	0.30	<i>0.28</i>	<i>0.28</i>	0.27
d-akse sub-transient reaktans	[pu]	x_d''	0.170	<i>0.220</i>	<i>0.220</i>	0.185
q-akse synkron reaktans	[pu]	x_q	0.81	<i>0.78</i>	<i>0.78</i>	0.78
q-akse transient reaktans	[pu]	x_q'	0.81	<i>0.78</i>	<i>0.78</i>	0.78
q-akse sub-transient reaktans	[pu]	x_q''	<i>0.170</i>	<i>0.220</i>	<i>0.220</i>	0.198
d-akse transient OC tidskonstant	[s]	T_{d0}'	<i>5.1</i>	<i>5.1</i>	<i>5.1</i>	11.4
d-akse sub-transient OC tidskonstant	[s]	T_{d0}''	<i>0.05</i>	<i>0.05</i>	<i>0.05</i>	<i>0.13</i>
d-akse transient SC tidskonstant	[s]	T_d'	<i>1.18</i>	<i>1.19</i>	<i>1.19</i>	2.50
d-akse sub-transient SC tidskonstant	[s]	T_d''	<i>0.03</i>	<i>0.04</i>	<i>0.04</i>	0.09
q-akse sub-transient OC tidskonstant	[s]	T_{q0}''	<i>0.15</i>	<i>0.15</i>	<i>0.15</i>	<i>0.15</i>
q-akse sub-transient SC tidskonstant	[s]	T_q''	<i>0.031</i>	<i>0.042</i>	<i>0.042</i>	<i>0.038</i>
Statorvikling resistans	[pu]	r_a	0.00197	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Stator lekkreaktans	[pu]	x_l	<i>0.130</i>	<i>0.120</i>	<i>0.120</i>	<i>0.121</i>
Tregghetskonstant	[s]	H	<i>2.55</i>	<i>2.23</i>	<i>2.54</i>	<i>2.20</i>
Metningsfaktor S(1.0)	[pu]	S	<i>0.10</i>	<i>0.11</i>	<i>0.15</i>	<i>0.10</i>
Metningsfaktor S(1.2)	[pu]	S	<i>0.30</i>	<i>0.27</i>	<i>0.35</i>	<i>0.30</i>

Verdier i kursiv er beregnet eller basert på valg beskrevet i kapittel 6.

Vedlegg E Regulatorinnstillinger

Dette vedlegget inneholder regulatorinnstillinger som er lest av fra regulatorene i de respektive kraftstasjonene. Innstillinger for Jøssang er funnet i rapport etter sluttkontroll for spenningsregulator og turbinregulator.

E1. Spenningsregulator

Parameter	Flørli	Jøssang	LB G1-G3	LB G4-G6
U Kp	7.20	25.00	-	-
U Ti	0.70	1.00	-	-
U Td	0.05	0.05	-	-
U Tf	0.00	0.00	-	-
Statikk/komp Ir	-	0.04	0	0
Kompensering Ia	-	0.00	0	0
If maks	-	1.05	1.25	1.2
Tid If maks	-	2.00	1.7	1.5
If takstrøm	-	2.00	-	-
If min 100	-	0.35	-	-

E2. Dempetilsats

Parameter	Flørli	Jøssang
Ks1	18.00	18.00
Ks2	0.75	0.75
KS3	1.00	1.00
T1	1.00	1.00
T2	3.00	3.00
T3	0.30	0.20
T4	0.03	0.05
T6	0.00	0.00
T7	4.00	4.00
T8	0.30	0.30
T9	0.20	0.20
M	2	2
N	2	2
Tw1	4.00	4.00
Tw2	4.00	4.00
Tw3	4.00	4.00
Tw4	4.00	4.00
Maks grense	-	0.03
Min grense	-	0.03

E3. Turbinregulator

Parameter	Flørli	Jøssang	LB G1-G3	LB G4-G6
Kp	2	1	1	2.2
Ti	10	8	15	8
Td	0	0	0	0.2

Vedlegg G Målte verdier før pendlinger i 2007 og 2008

Agg	Onsdag 23.05.07 kl. 17.00							Mandag 24.09.07 kl. 06.52							Mandag 18.03.08 kl. 16:25						
	Mot	[kV]	[MW]	[Mvar]	Stat ikk	[A]	[Hz]	Mot	[kV]	[MW]	[Mvar]	Stat ikk	[A]	[Hz]	Mot	[kV]	[MW]	[Mvar]	Stat ikk	[A]	[Hz]
Flørli	Linje 3	9,67	71	-0,16	6	4310	50	Linje 3	9,54	75	0	6	4510	50	Linje 3	9,54	77	1,0	6	4644	49,93
G1	Tronsh	7,5	30	5	10	2516	LB Ssk a 49,96 Ssk b 49,97	Moen	7,36	30	1,5	10	2502	LB Ssk a 50 Ssk b 49,9	Tronsh	7,35	30	2	10	2557	LB Ssk a 49,9 Ssk b 50
G2	Tronsh	7,4	30	4	10	2627		Moen	7,18	30	1,8	10	2613		Moen	7,1	30	1,3	10	2674	
G3	Tronsh	7,4	30	4,5	10	2685		Moen	7,17	30	0,8	10	2651		Tronsh	7,2	30	2	10	2741	
G4	Tronsh	8,1	37	4	6	3100		Tronsh	8,1	40	3,7	6	2874		Moen	8,0	42	3,1	6	3009	
G5	Tronsh	8,2	42	4,4	6	3000		Tronsh	8,15	38	2,8	6	2714		Tronsh	8,1	38	1,9	6	2760	
G6	Tronsh	8,2	42	7,2	6	3000		Tronsh	8,1	38	3	6	2725		Tronsh	8,1	38	1,8	6	2760	
DA1		126,6	88,8						125,8	56					125,7	68					
MO1		125,5	0			0			125,5	90			411		124,8	72				324	
TR2		126,2	87						125,2	55					125,2	60					
TR3		126	40						124,9	2,2					124,9	8,1					
Div	Ullandhaug 132kV ute. Sammenlooping i Tronsholen → paralleldrift Tronsholen - Stokkeland, Last Lyseområdet: 548 MW Lysebotn sp: sska 124,7 kV/sskb 125 kV (alle agg mot på sskb)							Ullandhaug 132kV ute. Sammenlooping i Tronsholen → paralleldrift Tronsholen - Stokkeland, Last Lyseområdet: 548 MW Lysebotn sp: sska 126 kV (agg 1,2,3)/sskb 125,8 kV (agg 4,5,6)							Hele 132kV innkoblet samt normalkobling 300kV, Last Lyseområdet: 636 MW (mangler måling mot Moen fra Lysebotn, målinger hentet fra Moen) Lysebotn sp: sska 124,7 kV (agg 1,3,5,6)/sskb 124,2 kV (agg 2,4)						

Spenningsmålinger på linjene er hentet fra Lysebotn.

Vedlegg H Driftssituasjon før utkobling av linje

H1. Produksjonsenheter

	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVar]	Generatorspenning [kV]	Ssk-spenning [kV]	Statikk [%]
Lysebotn G1	31.8	0.0	6.8	123.0	2
Lysebotn G2	0.0	0.0	0.0	-	10
Lysebotn G3	32.9	1.2	6.6	123.4	2
Lysebotn G4	39.6	1.0	7.9	123.0	2
Lysebotn G5	39.6	0.3	8.5	123.0	2
Lysebotn G6	39.5	-2.7	8.5	123.0	2
Flørli	77.8	-0.9	9.4	122.0	6
Jøssang	33.0	-1.3	9.8	121.5	12

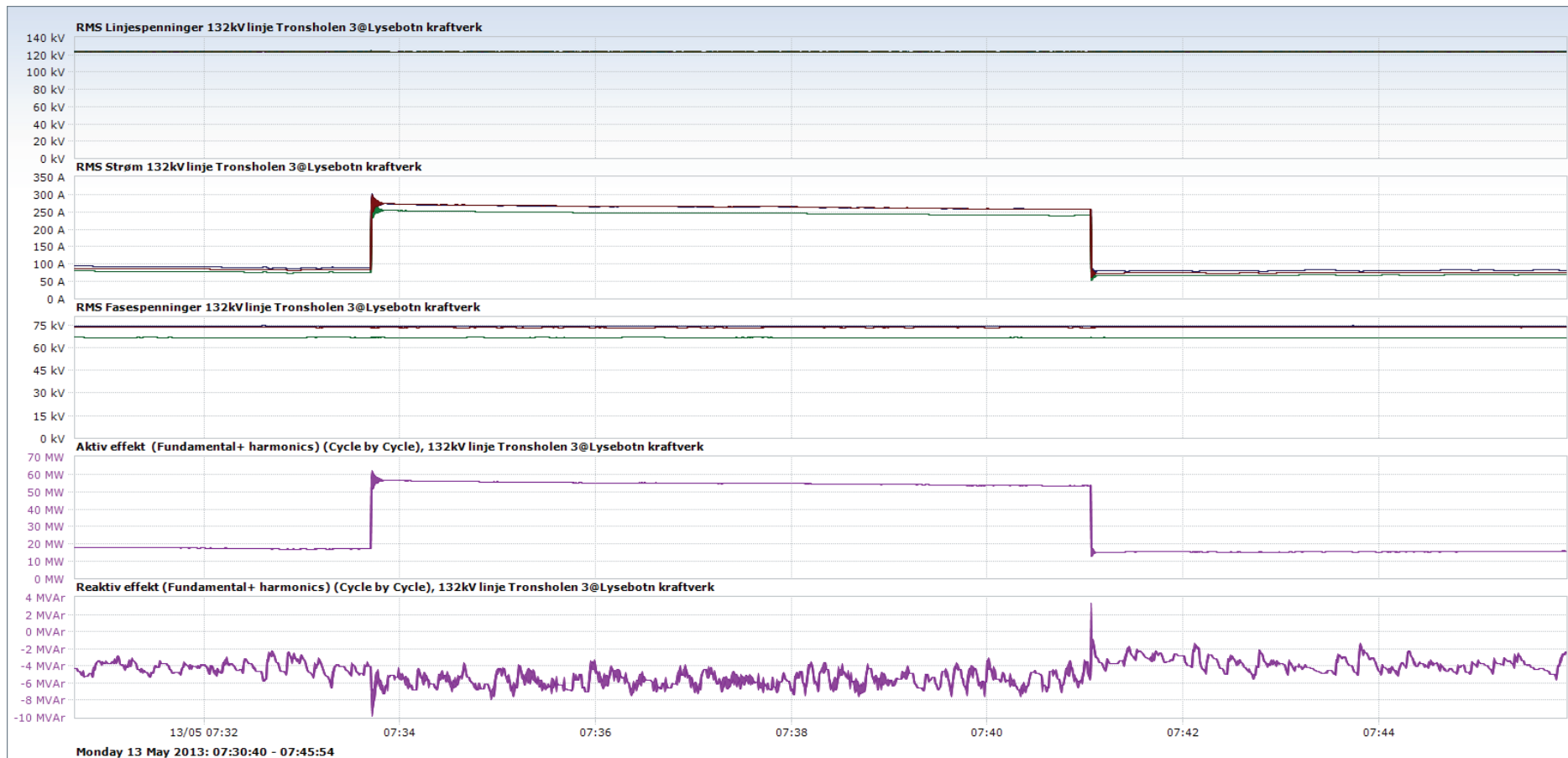
Lysebotn G3 koblet mot Moen.

H2. Lastsituasjon

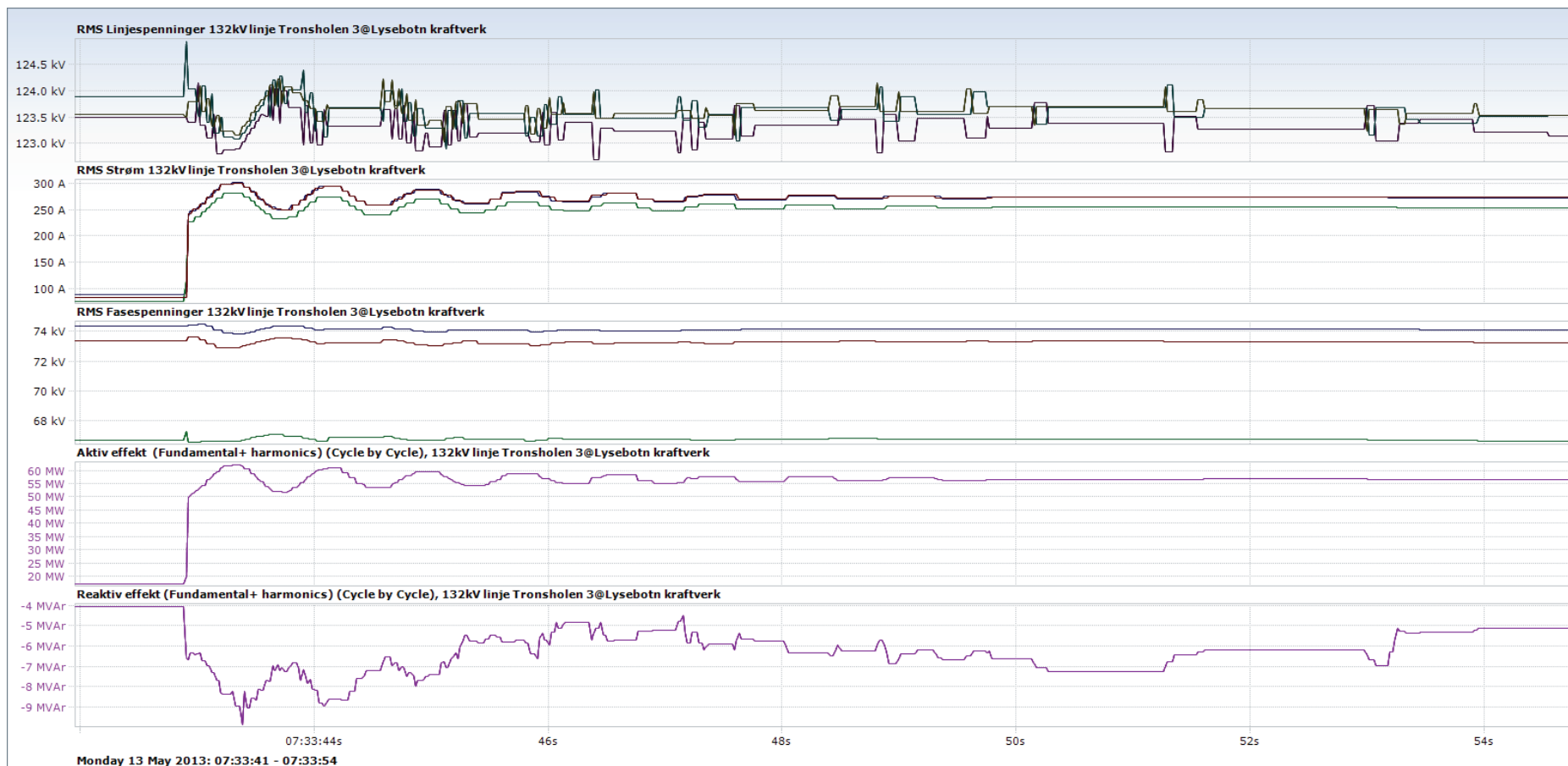
	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVar]	Spenning prim.side [kV]	Spenning sek.side [kV]
Stølaheia	171.8	1.6	294.1	48.9 / 48.7
Bærheim	138.6	21.7	295.7	48.5 / 48.6
Stokkeland	69.5	6.2	296.9	-
Ullandhaug 50	80.6	-10.4	121.6	47.8 / 48.4
Ullandhaug 10	14.4	-4.0	121.6	10.0
Tronsholen	39.3	0.0	121.3	48.5
Forsand	6.7	1.3	-	11.2
Dalen	35.8	13.7	120.0	49.3 / 49.4
Skeiane	36.9	1.9	121.6	22.4 / 22.5

Vedlegg I Diagrammer fra måleresultater

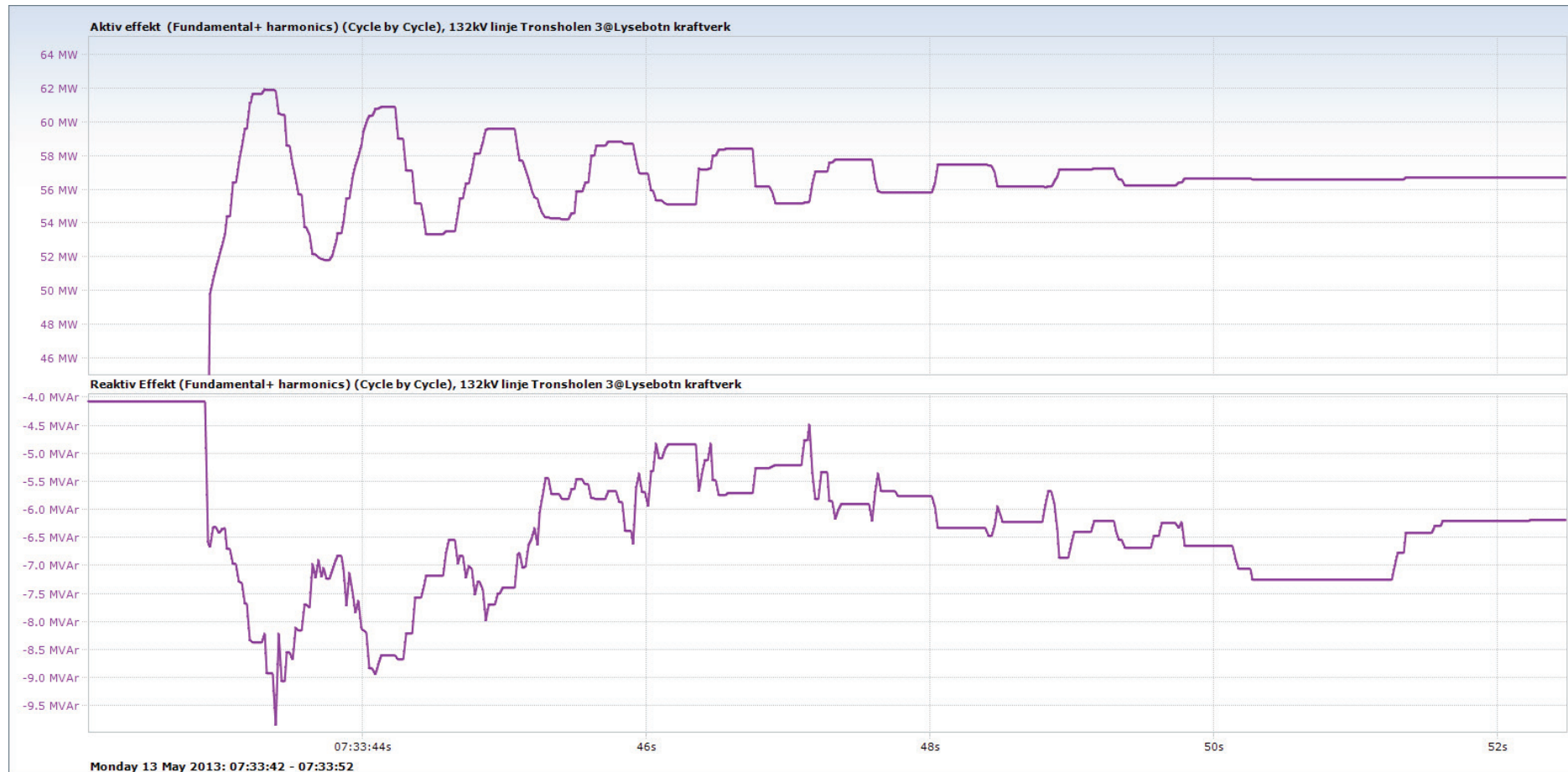
I1. Koblingsforløp



I2. Utkobling



I3. Aktiv og reaktiv effekt ved utkobling



Vedlegg K Kildekode til DSL-filer

K1. DSL-kode for HPC185

```
!! *----- DSL Code Generator, Simpov -----
!! *
!! *      Name      : HPC185
!! *      Explanation: Modell av Alstom HPC 185 AVR
!! *
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *      Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by:
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date      :
!! *-----

PROCESS HPC185(VS,LIMRST,TIF,IFMHYST,
& MINL2,MAXL2,MINL1,MAXL1,
& INTMIN2,INTMAX2,KPLIM,IFLIM,
& IFMIN,IF,INTMAX1,TILIM,
& INTMIN1,EFDMIN,EFDMAX,TE,
& TF,TD,KP,TIMAX,
& TI,TIMIN,UD,UQ,
& ID,IQ,RC,XC,
& UF,UF0,REFTAB)
ARRAY REFTAB(*,2)
EXTERNAL VS,LIMRST,TIF,IFMHYST
EXTERNAL MINL2,MAXL2,MINL1,MAXL1
EXTERNAL INTMIN2,INTMAX2,KPLIM,IFLIM
EXTERNAL IFMIN,IF,INTMAX1,TILIM
EXTERNAL INTMIN1,EFDMIN,EFDMAX,TE
EXTERNAL TF,TD,KP,TIMAX
EXTERNAL TI,TIMIN,UD,UQ
EXTERNAL ID,IQ,RC,XC
EXTERNAL UF0
EXTERNAL REFTAB
!! End of external declarations.
REAL VS,LIMRST,TIF,IFMHYST
REAL MINL2,MAXL2,MINL1,MAXL1
REAL INTMIN2,INTMAX2,KPLIM,IFLIM
REAL IFMIN,IF,Y01,INTMAX1
REAL TILIM,INTMIN1,EFDMIN,EFDMAX
REAL TE,TF,TD,KP
REAL TIMAX,TI,TIMIN,UD
REAL UQ,ID,IQ,RC
REAL XC,Y0,INTER_1
REAL INTER_2,INTER_3/*/,Y15,Y16
REAL REF/*/,Y1,UF0,Y18
REAL Y21,Y2,Y11,Y17
REAL Y12,Y3,Y14,Y6
REAL Y24,Y25,Y13,Y4
REAL Y5,INTER_5,INTER_6
REAL Y19,Y7,Y20,Y8
REAL Y9,Y10,UF
REAL REFX
INTEGER Y22,Y23,INTER_4
INTEGER CHECK_OF_LIMITS
INTEGER IREFTAB
!! End of real and integer declarations.
PLOT REF,REFX,Y20,Y13
PLOT Y14,Y12,Y11,Y21
PLOT Y1,Y2,VS,Y0
STATE Y22,INTER_4,Y18,Y14
STATE Y6,INTER_6,Y9,CHECK_OF_LIMITS/0/
STATE IREFTAB/1/
```

```

IF (START) THEN
  Y22=0
!! An internal integer in the delay-on block is initiated.
  INTER_4=0
  Y23=0
ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of HPC185.

!!Implementering av REFTAB ref. epost fra Lars Lindquist
IF (TIME.GE/0/.0.) THEN
  IF (NROW(REFTAB).EQ.1.AND.
& REFTAB(1,1).EQ.-99999.AND.REFTAB(1,2).EQ.-99999) THEN
    REFX=1
  ELSE
    IF (IREFTAB.LT.NROW(REFTAB)) THEN
      IF (TIME.GE/0/.REFTAB(IREFTAB+1,1)) THEN
        IREFTAB=IREFTAB+1
        PRINT'DISCONTINUITY IN REFTAB'
      ENDIF
    ENDIF
    IF (IREFTAB.EQ.NROW(REFTAB)) THEN
      REFX=REFTAB(NROW(REFTAB),2)
    ELSE
      IF (REFTAB(IREFTAB+1,1)-REFTAB(IREFTAB,1).NE/0/.0.) THEN
        REFX=(REFTAB(IREFTAB,2)+(TIME-REFTAB(IREFTAB,1))*
& (REFTAB(IREFTAB+1,2)-REFTAB(IREFTAB,2))/
& (REFTAB(IREFTAB+1,1)-REFTAB(IREFTAB,1)))
      ELSE
        REFX=REFTAB(IREFTAB,2)
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF
ENDIF
ELSE
  REFX=1
ENDIF

!! Here starts the dynamic part of process HPC185.
Y01=IF
!! Calculation of a compensated terminal voltage.
!! The compensation is calculated using RC and XC.
  INTER_1=UD-ID*RC+IQ*XC
  INTER_2=UQ-IQ*RC-ID*XC
  IF (INTER_1**2+INTER_2**2.GT.0) THEN
    Y0=SQRT(INTER_1**2+INTER_2**2)
  ELSE
    Y0=0
  ENDIF
!! Digital hysteresis 1 function.
  IF (Y01.GE.IFLIM.AND.Y22.EQ.0) THEN
    Y22=1
    PRINT-I'Y22=1.'
  ELSEIF (Y01.LE.IFMHYST.AND.Y22.EQ.1) THEN
    Y22=0
    PRINT-I'Y22=0.'
  ENDIF
!! Delay-on, the output is 1 if the input has been 1
!! during the whole delay time, otherwise 0.
  IF (TIF.EQ.0) THEN
    IF (.NOT.START.AND.Y22.EQ.1.AND.TIME.GE.0) THEN
      Y23=1
      PRINT-I'Y23 is equal to 1.'
    ELSE
      Y23=0
      PRINT-I'Y23 is equal to 0.'
    ENDIF
  ELSE
& IF (.NOT.START.AND.INTER_4.EQ.0.AND.
  Y22.EQ.1.AND.TIME.GE.0) THEN
    INTER_3=TIME+TIF
    INTER_4=1

```

```

ENDIF
IF (Y22.EQ.0) INTER_4=0
IF (INTER_4.EQ.1.AND.TIME.GE/0/.INTER_3) THEN
  Y23=1
  PRINT-I'Y23 is equal to 1.'
ELSE
  Y23=0
  PRINT-I'Y23 is equal to 0.'
ENDIF
ENDIF
!! Summation of two signals.
Y15=-Y01+IFMIN
!! Multiplication of two signals.
Y16=KPLIM*Y15
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
Y1=(REFX*REF)-Y0
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TILIM.
IF (Y18.GE.INTMAX2.AND.
&   Y16.GE.0.AND..NOT.START) THEN
  Y18=INTMAX2
  PRINT-I'Y18 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y18.LE.INTMIN2.AND.
&   Y16.LT.0.AND..NOT.START) THEN
  Y18=INTMIN2
  PRINT-I'Y18 is at minimum limit.'
ELSE
  Y18: TILIM*.D/DT.Y18=Y16
  PRINT'Y18 is within limits.'
ENDIF
!! Switch1. If the integer input is '1' then the output
!! is equal the upper real input, otherwise output is equal
!! the lower input.
IF (Y23.NE.0) THEN
  Y21=IFLIM
ELSE
  Y21=LIMRST
ENDIF
!! Summation of two signals.
Y2=Y1+VS
!! Summation of two signals.
Y11=Y21-Y01
!! Summation of two signals.
Y17=Y16+Y18
!! Multiplication of two signals.
Y12=KPLIM*Y11
!! Multiplication of two signals.
Y3=KP*Y2
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TILIM.
IF (Y14.GE.INTMAX1.AND.
&   Y12.GE.0.AND..NOT.START) THEN
  Y14=INTMAX1
  PRINT-I'Y14 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y14.LE.INTMIN1.AND.
&   Y12.LT.0.AND..NOT.START) THEN
  Y14=INTMIN1
  PRINT-I'Y14 is at minimum limit.'
ELSE
  Y14: TILIM*.D/DT.Y14=Y12
  PRINT'Y14 is within limits.'
ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TI.
IF (Y6.GE.TIMAX.AND.
&   Y3.GE.0.AND..NOT.START) THEN
  Y6=TIMAX
  PRINT-I'Y6 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y6.LE.TIMIN.AND.
&   Y3.LT.0.AND..NOT.START) THEN
  Y6=TIMIN
  PRINT-I'Y6 is at minimum limit.'
ELSE

```



```

        Y6: TI*.D/DT.Y6=Y3
        PRINT'Y6 is within limits.'
    ENDIF
!! Limiter, MINL2 <= Y24 <= MAXL2.
!! Checking the limits of the Limit function.
    IF (MAXL2.LT.MINL2) THEN
        STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    ENDIF
    IF (Y17.GE.MAXL2.AND..NOT.START) THEN
        Y24=MAXL2
        PRINT-I'Y24 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y17.LE.MINL2.AND..NOT.START) THEN
        Y24=MINL2
        PRINT-I'Y24 is at minimum limit.'
    ELSE
        Y24=Y17
        PRINT'Y24 is within limits.'
    ENDIF
!! Summation of two signals.
    Y25=Y24+EFDMIN
!! Summation of two signals.
    Y13=Y12+Y14
!! Multiplication of two signals.
    Y4=TD*Y3
!! Filtered deriving function s/(1+sTF).
    INTER_5=Y4/TF
    INTER_6: INTER_6=INTER_5-TF*.D/DT.INTER_6
    Y5=INTER_5-INTER_6
!! Limiter, MINL1 <= Y19 <= MAXL1.
!! Checking the limits of the Limit function.
    IF (MAXL1.LT.MINL1) THEN
        STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    ENDIF
    IF (Y13.GE.MAXL1.AND..NOT.START) THEN
        Y19=MAXL1
        PRINT-I'Y19 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y13.LE.MINL1.AND..NOT.START) THEN
        Y19=MINL1
        PRINT-I'Y19 is at minimum limit.'
    ELSE
        Y19=Y13
        PRINT'Y19 is within limits.'
    ENDIF
!! Summation of three signals.
    Y7=Y5+Y3+Y6
!! Summation of two signals.
    Y20=EFDMAX+Y19
!! Limiter, Y25 <= Y8 <= Y20.
!! Checking the limits of the Limit function.
    IF (Y20.LT.Y25) THEN
        STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    ENDIF
    IF (Y7.GE.Y20.AND..NOT.START) THEN
        Y8=Y20
        PRINT-I'Y8 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y7.LE.Y25.AND..NOT.START) THEN
        Y8=Y25
        PRINT-I'Y8 is at minimum limit.'
    ELSE
        Y8=Y7
        PRINT'Y8 is within limits.'
    ENDIF
!! First-order filter with filter constant TE.
    IF (START00) THEN
        Y9=Y8
    ELSE
        Y9: Y9=Y8-TE*.D/DT.Y9
    ENDIF
!! Limiter, EFDMIN <= Y10 <= EFDMAX.
!! Checking the limits of the Limit function.

```

```

IF (EFDMAX.LT.EFDMIN) THEN
  STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (Y9.GE.EFDMAX.AND..NOT.START) THEN
  Y10=EFDMAX
  PRINT-I'Y10 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y9.LE.EFDMIN.AND..NOT.START) THEN
  Y10=EFDMIN
  PRINT-I'Y10 is at minimum limit.'
ELSE
  Y10=Y9
  PRINT'Y10 is within limits.'
ENDIF
!! Exciter output.
UF=Y10
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! A check of the Digital hysteresis 1 function.
  IF (IFLIM.LE.IFMHYST) THEN
    STOP'The hysteresis value IFLIM in the digital hysteresis 1',
&      ' block is lower or equal the hysteresis value IFMHYST.'
  ENDIF
!! Checks start conditions by setting REF.
  REF: UF=UF0
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTF).
  IF (TF.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TF in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
  ENDIF
ENDIF
!! End of initial control of some of the block diagrams.
!! Control of block diagram outputs within given limits.
IF (.NOT.START.AND.CHECK_OF_LIMITS.EQ.0) THEN
!! A check of the Delay-on block diagram.
  IF (TIF.LT.0) THEN
    STOP'Delay time TIF in block delay-on is less',
&      ' than zero!'
  ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TILIM.
!! This is a start-up check.
  IF (Y18.GE.INTMAX2.AND.
&      Y16.GT.0.OR.
&      Y18.GT.INTMAX2) THEN
    STOP'Y18 is at maximum limit.'
  ELSEIF (Y18.LE.INTMIN2.AND.
&      Y16.LT.0.OR.
&      Y18.LT.INTMIN2) THEN
    STOP'Y18 is at minimum limit.'
  ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TILIM.
!! This is a start-up check.
  IF (Y14.GE.INTMAX1.AND.
&      Y12.GT.0.OR.
&      Y14.GT.INTMAX1) THEN
    STOP'Y14 is at maximum limit.'
  ELSEIF (Y14.LE.INTMIN1.AND.
&      Y12.LT.0.OR.
&      Y14.LT.INTMIN1) THEN
    STOP'Y14 is at minimum limit.'
  ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TI.
!! This is a start-up check.
  IF (Y6.GE.TIMAX.AND.
&      Y3.GT.0.OR.
&      Y6.GT.TIMAX) THEN
    STOP'Y6 is at maximum limit.'
  ELSEIF (Y6.LE.TIMIN.AND.
&      Y3.LT.0.OR.
&      Y6.LT.TIMIN) THEN
    STOP'Y6 is at minimum limit.'
  ENDIF

```

```

IF (Y17.GE.MAXL2) THEN
  PRINT-I'Y24 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y17.LE.MINL2) THEN
  PRINT-I'Y24 is at minimum limit.'
ENDIF
IF (Y13.GE.MAXL1) THEN
  PRINT-I'Y19 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y13.LE.MINL1) THEN
  PRINT-I'Y19 is at minimum limit.'
ENDIF
IF (Y7.GE.Y20) THEN
  PRINT-I'Y8 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y7.LE.Y25) THEN
  PRINT-I'Y8 is at minimum limit.'
ENDIF
IF (Y9.GE.EFDMAX) THEN
  PRINT-I'Y10 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y9.LE.EFDMIN) THEN
  PRINT-I'Y10 is at minimum limit.'
ENDIF
CHECK_OF_LIMITS=1
ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of HPC185.          :-)
```

K2. DSL-kode for MAGNOSTAT

```

!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *      Name      : MAGNOSTAT
!! *      Explanation: Modell av NEBB Magnostat AVR
!! *
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *      Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by:
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date      :
!! *-----

PROCESS MAGNOSTAT(IF,IFMHYST,TIF,IFCEIL,
& UFMAX,UFMIN,T23,T21,
& K2,T22,IFMIN,T12,
& T11,K1,IFMAX,UD,
& UQ,ID,IQ,RC,
& XC,UF,UF0,REFTAB)
ARRAY REFTAB(*,2)
EXTERNAL IF,IFMHYST,TIF,IFCEIL
EXTERNAL UFMAX,UFMIN,T23,T21
EXTERNAL K2,T22,IFMIN,T12
EXTERNAL T11,K1,IFMAX,UD
EXTERNAL UQ,ID,IQ,RC
EXTERNAL XC,UF0
EXTERNAL REFTAB
!! End of external declarations.
REAL IF,IFMHYST,TIF,IFCEIL
REAL UFMAX,UFMIN,T23,T21
REAL K2,T22,IFMIN,T12
REAL T11,K1,IFMAX,UD
REAL UQ,ID,IQ,RC
REAL XC,Y0,INTER_1
REAL INTER_2,INTER_3/*/,REF/*/,Y1
REAL UF0,Y11,Y2,Y3
REAL INTER_5,Y4,Y5,Y6
REAL Y7,INTER_6,Y8,UF
REAL REFX
INTEGER Y9,Y10,INTER_4
INTEGER CHECK_OF_LIMITS
INTEGER IREFTAB
!! End of integer declarations.
PLOT REF,REFX,Y1,Y4
PLOT Y11
STATE Y9,INTER_4,INTER_5
STATE Y6,INTER_6,CHECK_OF_LIMITS/0/
STATE IREFTAB/1/
!! End of state declarations.
IF (START) THEN
Y9=0
!! An internal integer in the delay-on block is initiated.
INTER_4=0
Y10=0
ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of MAGNOSTAT.

!!Implementering av REFTAB ref. epost fra Lars Lindquist
IF (TIME.GE/0/.0.) THEN
IF (NROW(REFTAB).EQ.1.AND.
& REFTAB(1,1).EQ.-99999.AND.REFTAB(1,2).EQ.-99999) THEN
REFX=1
ELSE
IF (IREFTAB.LT.NROW(REFTAB)) THEN
IF (TIME.GE/0/.REFTAB(IREFTAB+1,1)) THEN

```

```

        IREFTAB=IREFTAB+1
        PRINT'DISCONTINUITY IN REFTAB'
    ENDIF
ENDIF
IF (IREFTAB.EQ.NROW(REFTAB)) THEN
    REF=REFTAB(NROW(REFTAB),2)
ELSE
    IF (REFTAB(IREFTAB+1,1)-REFTAB(IREFTAB,1).NE/0/.0.) THEN
        REF=(REFTAB(IREFTAB,2)+(TIME-REFTAB(IREFTAB,1))*
&          (REFTAB(IREFTAB+1,2)-REFTAB(IREFTAB,2))/
&          (REFTAB(IREFTAB+1,1)-REFTAB(IREFTAB,1)))
    ELSE
        REF=REFTAB(IREFTAB,2)
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
ELSE
    REF=1
ENDIF

!! Here starts the dynamic part of process MAGNOSTAT.
!! Calculation of a compensated terminal voltage.
!! The compensation is calculated using RC and XC.
INTER_1=UD-ID*RC+IQ*XC
INTER_2=UQ-IQ*RC-ID*XC
IF (INTER_1**2+INTER_2**2.GT.0) THEN
    Y0=SQRT(INTER_1**2+INTER_2**2)
ELSE
    Y0=0
ENDIF
!! Digital hysteresis 1 function.
IF (IF.GE.IFMAX.AND.Y9.EQ.0) THEN
    Y9=1
    PRINT-I'Y9=1.'
ELSEIF (IF.LE.IFMHYST.AND.Y9.EQ.1) THEN
    Y9=0
    PRINT-I'Y9=0.'
ENDIF
!! Delay-on, the output is 1 if the input has been 1
!! during the whole delay time, otherwise 0.
IF (TIF.EQ.0) THEN
    IF (.NOT.START.AND.Y9.EQ.1.AND.TIME.GE.0) THEN
        Y10=1
        PRINT-I'Y10 is equal to 1.'
    ELSE
        Y10=0
        PRINT-I'Y10 is equal to 0.'
    ENDIF
ELSE
&   IF (.NOT.START.AND.INTER_4.EQ.0.AND.
        Y9.EQ.1.AND.TIME.GE.0) THEN
        INTER_3=TIME+TIF
        INTER_4=1
    ENDIF
    IF (Y9.EQ.0) INTER_4=0
    IF (INTER_4.EQ.1.AND.TIME.GE/0/.INTER_3) THEN
        Y10=1
        PRINT-I'Y10 is equal to 1.'
    ELSE
        Y10=0
        PRINT-I'Y10 is equal to 0.'
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
Y1=(REF*REF)-Y0
!! Switch1. If the integer input is '1' then the output
!! is equal the upper real input, otherwise output is equal
!! the lower input.
IF (Y10.NE.0) THEN
    Y11=IFMAX

```

```

ELSE
    Y11=IFCEIL
ENDIF
!! Multiplication of two signals.
Y2=K1*Y1
!! Filter (1+sT11)/(1+sT12).
IF (START00) THEN
    INTER_5=Y2*(1-T11/T12)
ELSE
    INTER_5: INTER_5=Y2*(1-T11/T12)-T12*.D/DT.INTER_5
ENDIF
Y3=T11/T12*Y2+INTER_5
!! Limiter, IFMIN <= Y4 <= Y11.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (Y11.LT.IFMIN) THEN
    STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (Y3.GE.Y11.AND..NOT.START) THEN
    Y4=Y11
    PRINT-I'Y4 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y3.LE.IFMIN.AND..NOT.START) THEN
    Y4=IFMIN
    PRINT-I'Y4 is at minimum limit.'
ELSE
    Y4=Y3
    PRINT'Y4 is within limits.'
ENDIF
!! Summation of two signals.
Y5=-IF+Y4
!! First-order filter with filter constant T22
!! and the constant K2 in the numerator.
IF (START00) THEN
    Y6=K2*Y5
ELSE
    Y6: Y6=K2*Y5-T22*.D/DT.Y6
ENDIF
!! Filter (1+sT21)/(1+sT23).
IF (START00) THEN
    INTER_6=Y6*(1-T21/T23)
ELSE
    INTER_6: INTER_6=Y6*(1-T21/T23)-T23*.D/DT.INTER_6
ENDIF
Y7=T21/T23*Y6+INTER_6
!! Limiter, UFMIN <= Y8 <= UFMAX.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (UFMAX.LT.UFMIN) THEN
    STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (Y7.GE.UFMAX.AND..NOT.START) THEN
    Y8=UFMAX
    PRINT-I'Y8 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y7.LE.UFMIN.AND..NOT.START) THEN
    Y8=UFMIN
    PRINT-I'Y8 is at minimum limit.'
ELSE
    Y8=Y7
    PRINT'Y8 is within limits.'
ENDIF
!! Exciter output.
UF=Y8
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! A check of the Digital hysteresis 1 function.
    IF (IFMAX.LE.IFMHYST) THEN
        STOP'The hysteresis value IFMAX in the digital hysteresis 1',
& ' block is lower or equal the hysteresis value IFMHYST.'
    ENDIF
!! Checks start conditions by setting REF.
REF: UF=UF0
!! Check of the filter (1+sT11)/(1+sT12).

```

```

        IF (T12.LE.0) THEN
            STOP'Time constant T12 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',
&            ' or equal zero!'
        ENDIF
!! Check of the filter (1+sT21)/(1+sT23).
        IF (T23.LE.0) THEN
            STOP'Time constant T23 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',
&            ' or equal zero!'
        ENDIF
    ENDIF
!! End of initial control of some of the block diagrams.
!! Control of block diagram outputs within given limits.
    IF (.NOT.START.AND.CHECK_OF_LIMITS.EQ.0) THEN
!! A check of the Delay-on block diagram.
        IF (TIF.LT.0) THEN
            STOP'Delay time TIF in block delay-on is less',
&            ' than zero!'
        ENDIF
        IF (Y3.GE.Y11) THEN
            PRINT-I'Y4 is at maximum limit.'
        ELSEIF (Y3.LE.IFMIN) THEN
            PRINT-I'Y4 is at minimum limit.'
        ENDIF
        IF (Y7.GE.UFMAX) THEN
            PRINT-I'Y8 is at maximum limit.'
        ELSEIF (Y7.LE.UFMIN) THEN
            PRINT-I'Y8 is at minimum limit.'
        ENDIF
        CHECK_OF_LIMITS=1
    ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of MAGNOTSTAT.                :-)
```

K3. DSL-kode for dempetilsats PSS2A

```

!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *      Name      : PSS2A
!! *      Explanation: Model of power system stabilizer PSS2A
!! *
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *      Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by:
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date      :
!! *-----

PROCESS PSS2A(FIFI,MINL,MAXL,PEG,
& T6,T3,T4,T2,
& T1,KS1,T7,KS2,
& TW4,TW3,KS3,TW2,
& TW1,B0,B1,B2,
& A0,A1,A2,A3,
& A4,VS,VS0)
EXTERNAL FIFI,MINL,MAXL,PEG
EXTERNAL T6,T3,T4,T2
EXTERNAL T1,KS1,T7,KS2
EXTERNAL TW4,TW3,KS3,TW2
EXTERNAL TW1,B0,B1,B2
EXTERNAL A0,A1,A2,A3
EXTERNAL A4,VS0
!! End of external declarations.
REAL    FIFI,FREQ,MINL,MAXL
REAL    PEG,T6,T3,T4
REAL    T2,T1,KS1,T7
REAL    KS2,TW4,TW3,KS3
REAL    TW2,TW1,Y6,Y7
REAL    INTER_1,INTER_2,Y0,Y1
REAL    INTER_3,INTER_4,Y8,Y9
REAL    INTER_5,INTER_6,Y2,Y3
REAL    INTER_7,INTER_8,Y10,Y11
REAL    Y5,Y12,B0
REAL    B1,B2,A0
REAL    A1,A2,A3
REAL    A4,Y13,INTER_9
REAL    INTER_10,INTER_11,INTER_12
REAL    Y14,Y15,REF/*/Y16
REAL    VS0,Y17,Y18,INTER_13
REAL    Y19,INTER_14,Y20,VS
INTEGER CHECK_OF_LIMITS
!! End of integer declarations.
PLOT    FREQ,PEG,Y20
STATE   INTER_2,INTER_4,INTER_6
STATE   INTER_8,Y10,Y5,INTER_9
STATE   INTER_10,INTER_11,INTER_12,INTER_13
STATE   INTER_14,CHECK_OF_LIMITS/0/
!! End of state declarations.
      IF (START) THEN
        ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of PSS2A.

!! Here starts the dynamic part of process PSS2A.
      FREQ=FIFI
!! Multiplication of two signals.
      Y6=TW3*PEG
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTW3)$ .
      INTER_1=Y6/TW3
      INTER_2: INTER_2=INTER_1-TW3*.D/DT.INTER_2
      Y7=INTER_1-INTER_2

```



```

!! Multiplication of two signals.
Y0=TW1*FREQ
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTW1)$ .
INTER_3=Y0/TW1
INTER_4: INTER_4=INTER_3-TW1*.D/DT.INTER_4
Y1=INTER_3-INTER_4
!! Multiplication of two signals.
Y8=TW4*Y7
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTW4)$ .
INTER_5=Y8/TW4
INTER_6: INTER_6=INTER_5-TW4*.D/DT.INTER_6
Y9=INTER_5-INTER_6
!! Multiplication of two signals.
Y2=TW2*Y1
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTW2)$ .
INTER_7=Y2/TW2
INTER_8: INTER_8=INTER_7-TW2*.D/DT.INTER_8
Y3=INTER_7-INTER_8
!! First-order filter with filter constant T7
!! and the constant KS2 in the numerator.
IF (START00) THEN
  Y10=KS2*Y9
ELSE
  Y10: Y10=KS2*Y9-T7*.D/DT.Y10
ENDIF
!! Multiplication of two signals.
Y11=KS3*Y10
!! First-order filter with filter constant T6.
IF (START00) THEN
  Y5=Y3
ELSE
  Y5: Y5=Y3-T6*.D/DT.Y5
ENDIF
!! Summation of two signals.
Y12=Y5+Y11
!! A general transfer function of order 2 in the
!! numerator and of order 4 in the denominator.
INTER_12: INTER_9=.D/DT.INTER_12
INTER_9: INTER_10=.D/DT.INTER_9
INTER_10: INTER_11=.D/DT.INTER_10
INTER_11: Y12-A0*INTER_12-A1*INTER_9
& -A2*INTER_10-A3*INTER_11=A4*.D/DT.INTER_11
Y13=B0*INTER_12+B1*INTER_9+B2*INTER_10
!! Summation of two signals.
Y14=Y13-Y10
!! Changes the sign of a signal.
Y15=-Y14
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
Y16=REF-Y15
!! Multiplication of two signals.
Y17=KS1*Y16
!! Filter  $(1+sT1)/(1+sT2)$ .
IF (START00) THEN
  INTER_13=Y17*(1-T1/T2)
ELSE
  INTER_13: INTER_13=Y17*(1-T1/T2)-T2*.D/DT.INTER_13
ENDIF
Y18=T1/T2*Y17+INTER_13
!! Filter  $(1+sT3)/(1+sT4)$ .
IF (START00) THEN
  INTER_14=Y18*(1-T3/T4)
ELSE
  INTER_14: INTER_14=Y18*(1-T3/T4)-T4*.D/DT.INTER_14
ENDIF
Y19=T3/T4*Y18+INTER_14
!! Limiter,  $MINL \leq Y20 \leq MAXL$ .
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (MAXL.LT.MINL) THEN
  STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF

```

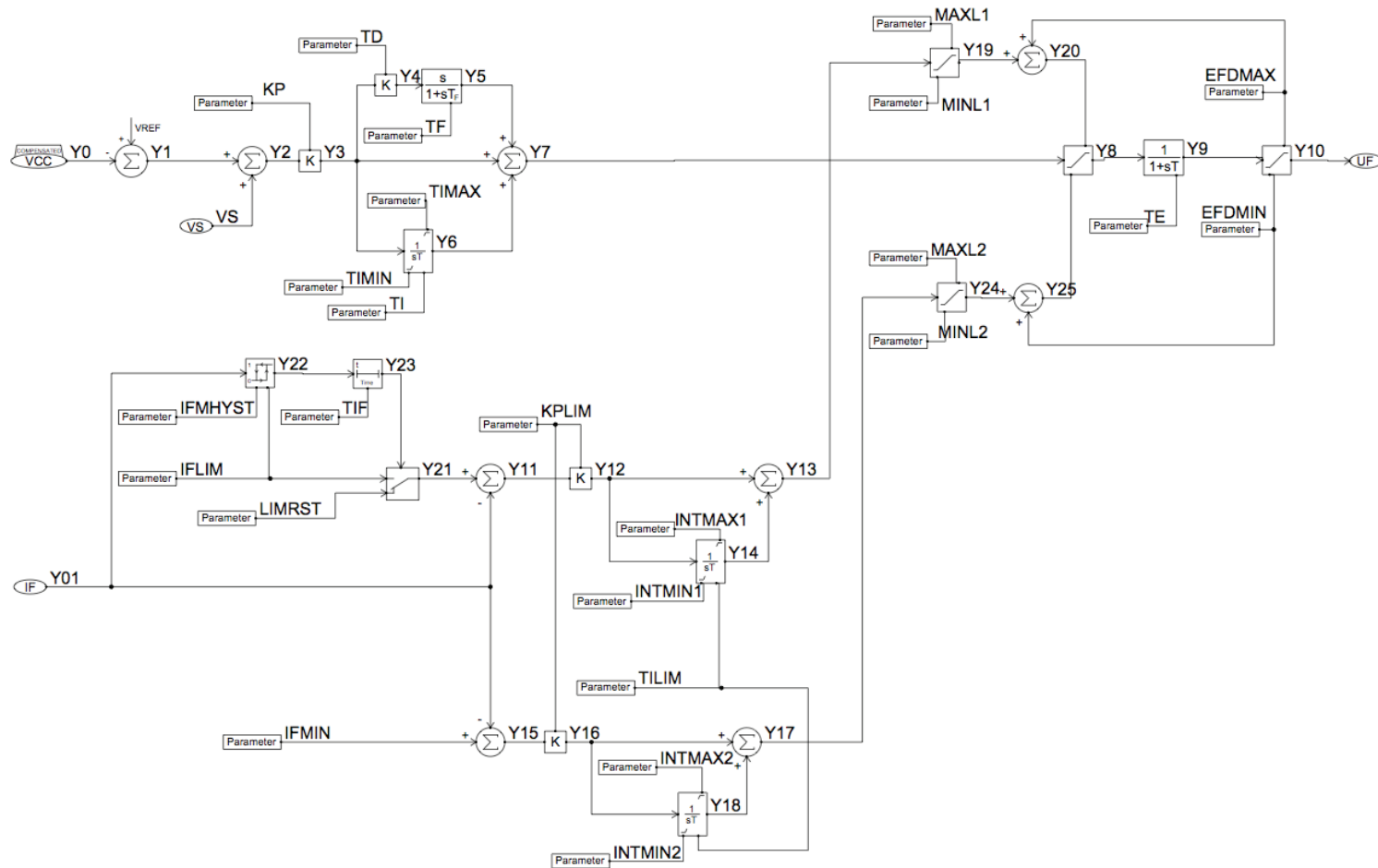
```

IF (Y19.GE.MAXL.AND..NOT.START) THEN
  Y20=MAXL
  PRINT-I'Y20 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y19.LE.MINL.AND..NOT.START) THEN
  Y20=MINL
  PRINT-I'Y20 is at minimum limit.'
ELSE
  Y20=Y19
  PRINT'Y20 is within limits.'
ENDIF
!! Stabilizer output.
VS=Y20
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! A check of the filtered deriving function s/(1+STW3).
  IF (TW3.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TW3 in block s/(1+STF) less or equal zero!'
  ENDIF
!! A check of the filtered deriving function s/(1+STW1).
  IF (TW1.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TW1 in block s/(1+STF) less or equal zero!'
  ENDIF
!! A check of the filtered deriving function s/(1+STW4).
  IF (TW4.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TW4 in block s/(1+STF) less or equal zero!'
  ENDIF
!! A check of the filtered deriving function s/(1+STW2).
  IF (TW2.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TW2 in block s/(1+STF) less or equal zero!'
  ENDIF
!! Checks start conditions by setting REF.
REF: VS=VS0
!! Check of the filter (1+sT1)/(1+sT2).
  IF (T2.LE.0) THEN
    STOP'Time constant T2 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',
&      ' or equal zero!'
  ENDIF
!! Check of the filter (1+sT3)/(1+sT4).
  IF (T4.LE.0) THEN
    STOP'Time constant T4 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',
&      ' or equal zero!'
  ENDIF
ENDIF
!! End of initial control of some of the block diagrams.
!! Control of block diagram outputs within given limits.
IF (.NOT.START.AND.CHECK_OF_LIMITS.EQ.0) THEN
  IF (Y19.GE.MAXL) THEN
    PRINT-I'Y20 is at maximum limit.'
  ELSEIF (Y19.LE.MINL) THEN
    PRINT-I'Y20 is at minimum limit.'
  ENDIF
  CHECK_OF_LIMITS=1
ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of PSS2A.          :-|

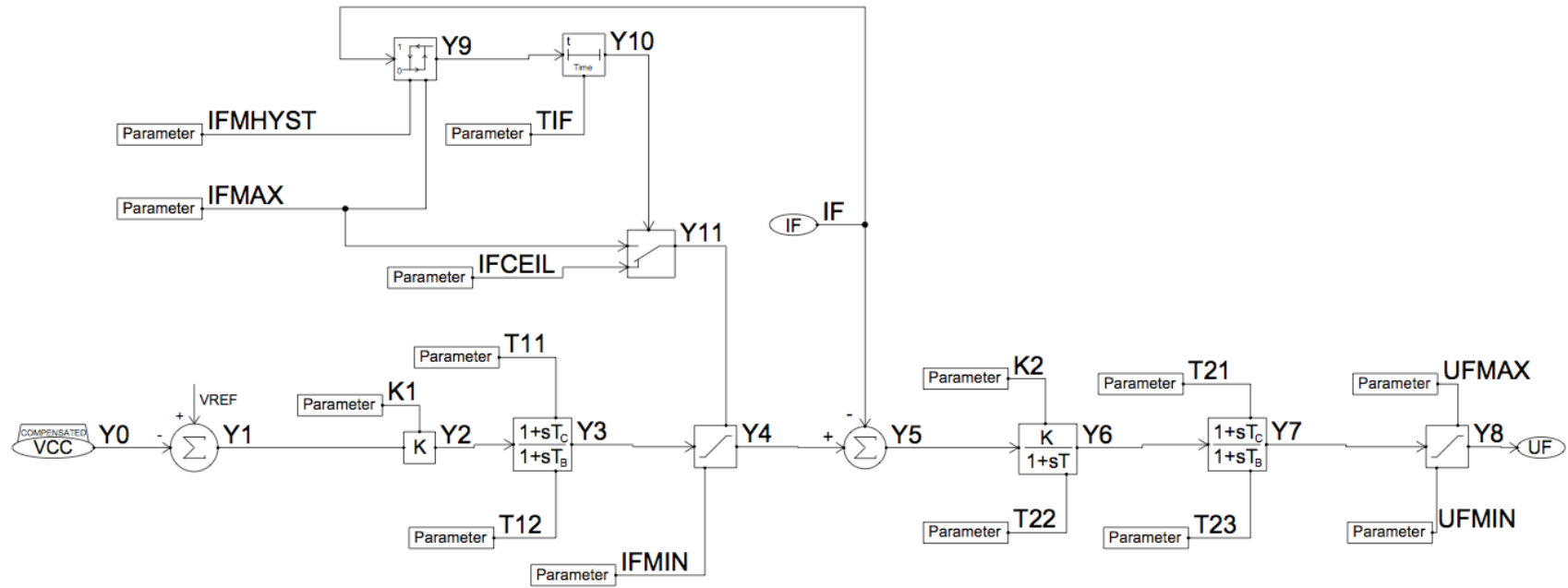
```

Vedlegg L Blokkdiagrammer for spenningsregulatorer og dempetilsats laget i HiDraw

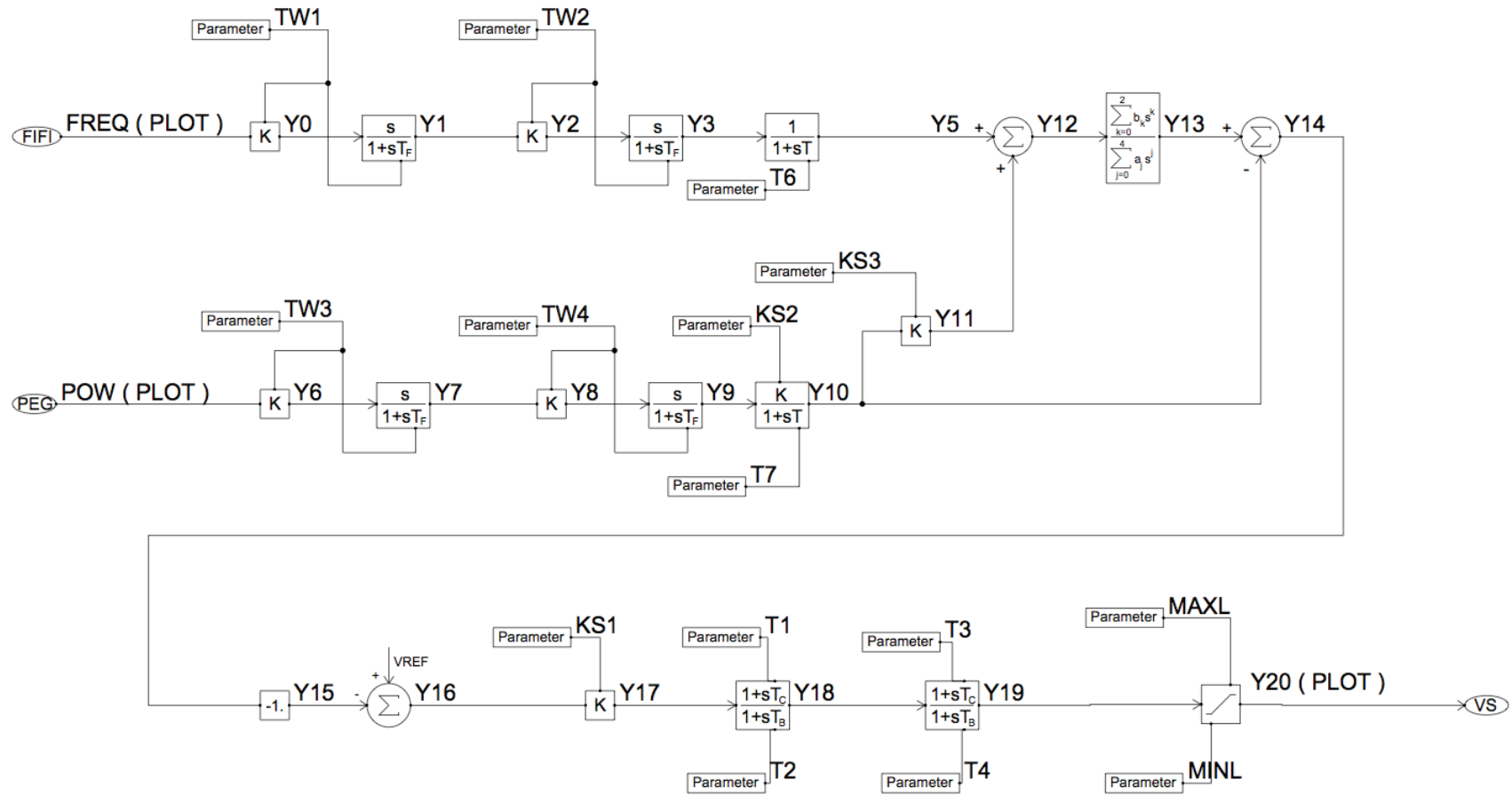
L1. Blokkdiagram for HPC185



L2. Blokkdiagram for MAGNOSTAT

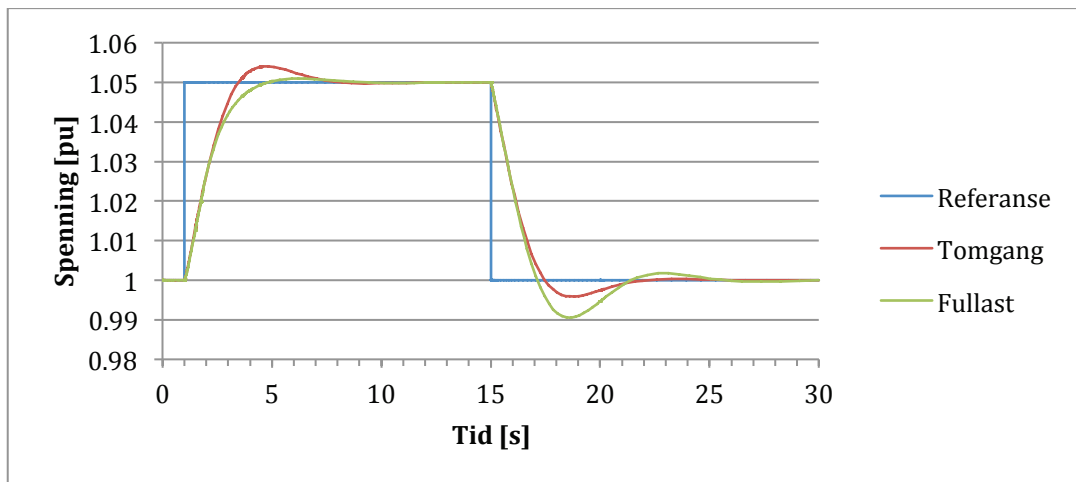


L3. Blokkdiagram for PSS2A

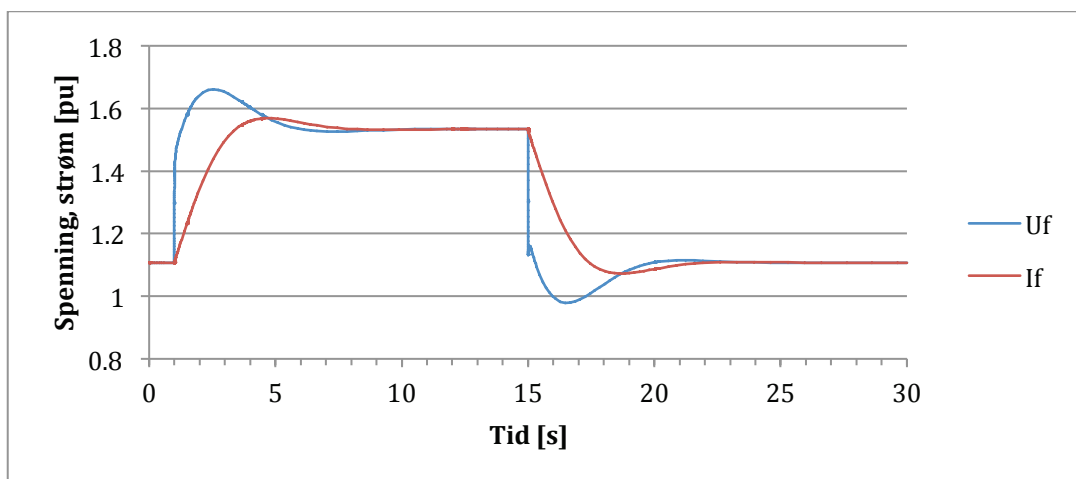


Vedlegg M Resultat for test spenningsregulatorer

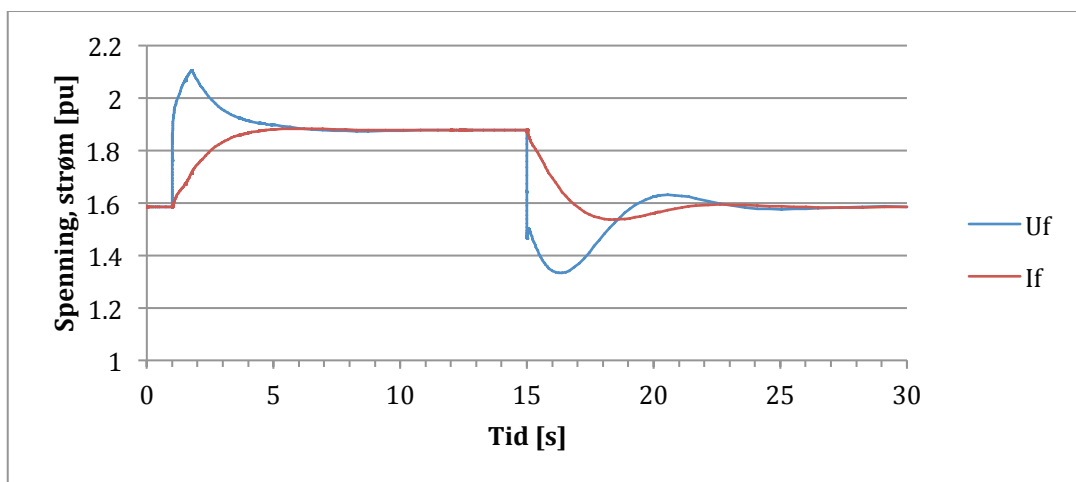
M1. Sprangrespons Flørli



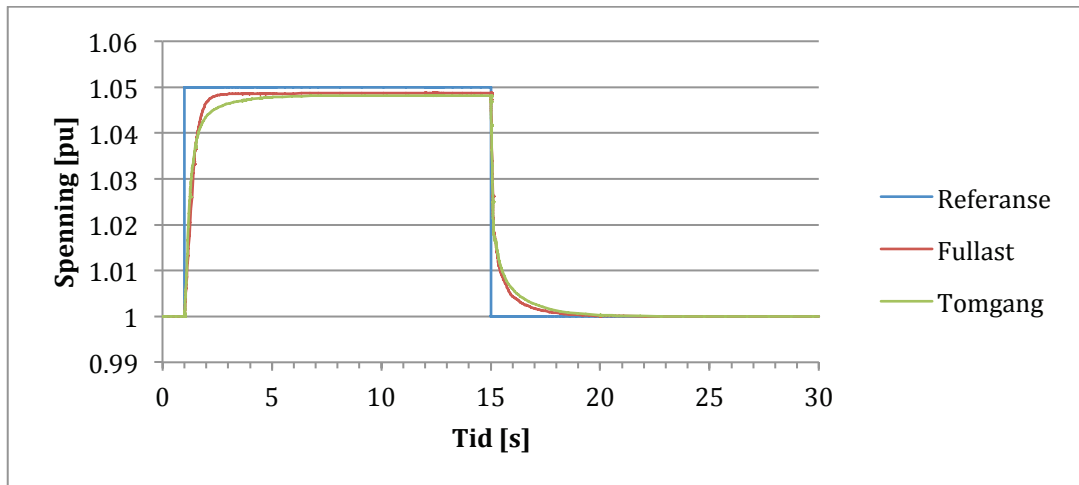
Respons i feltspenning og feltstrøm ved tomgang:



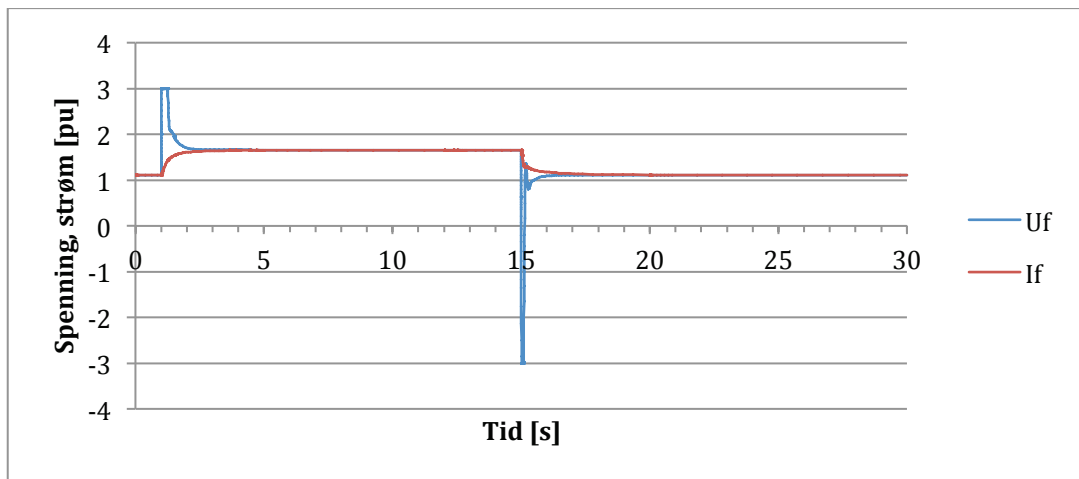
Respons i feltspenning og feltstrøm ved fullast:



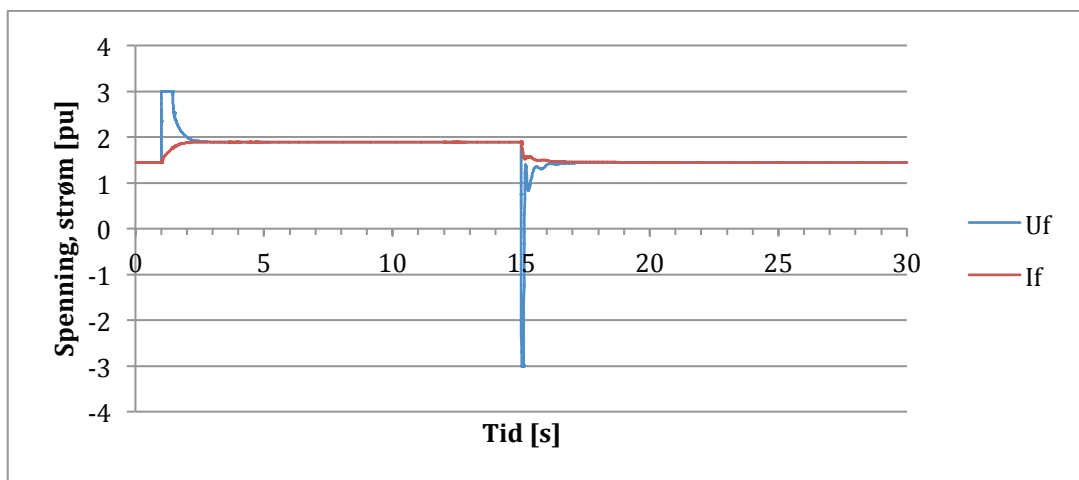
M2. Sprangrespons Lysebotn G1 - G3



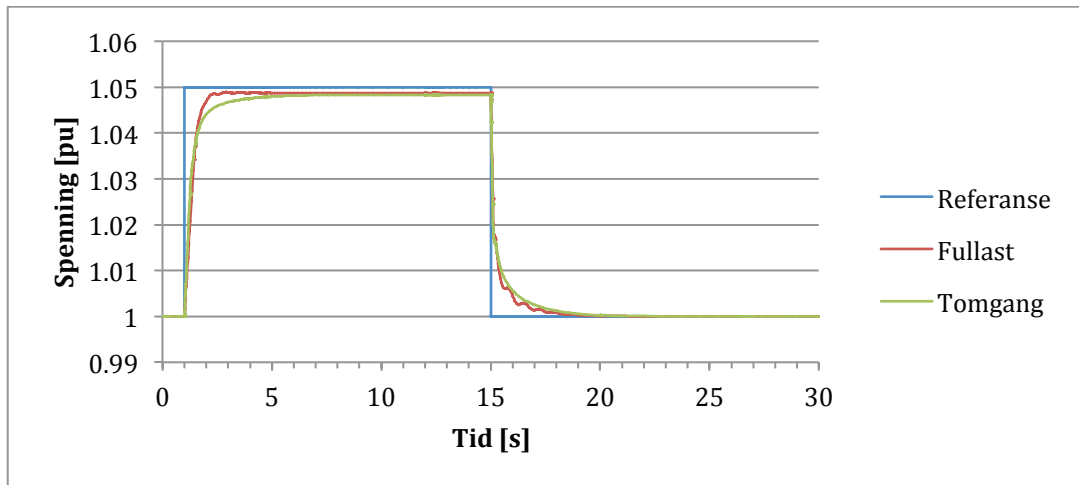
Respons i feltspenning og feltstrøm ved tomgang:



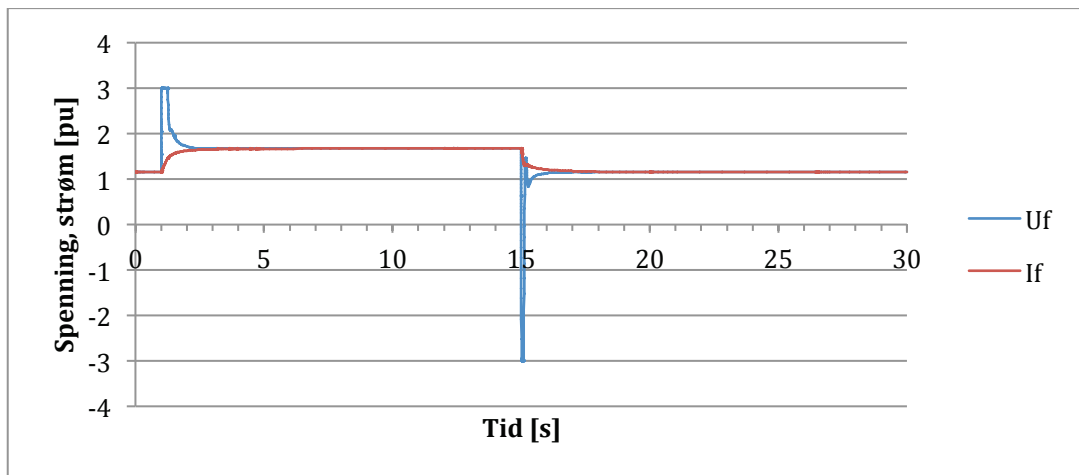
Respons i feltspenning og feltstrøm ved fullast:



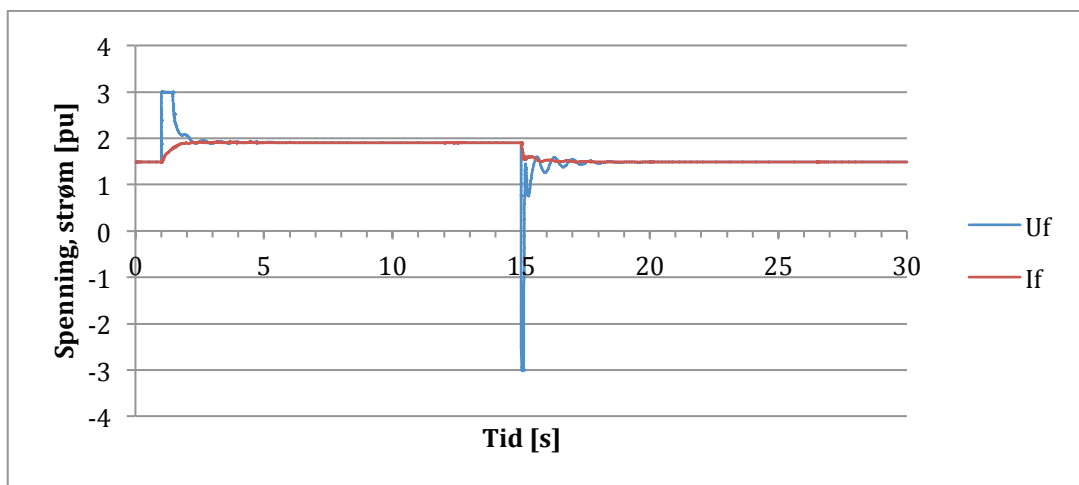
M3. Sprangrespons Lysebotn G4 – G6



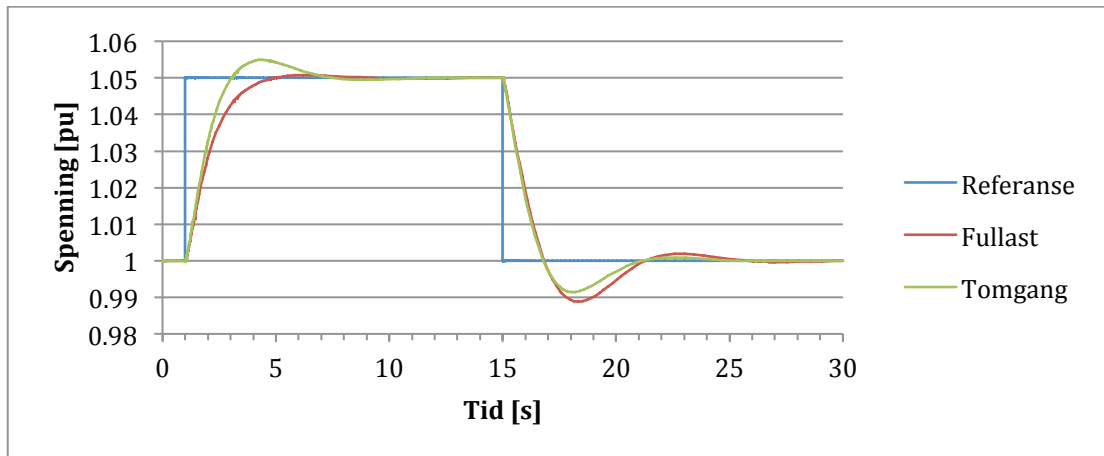
Respons i feltspenning og feltstrøm ved tomgang:



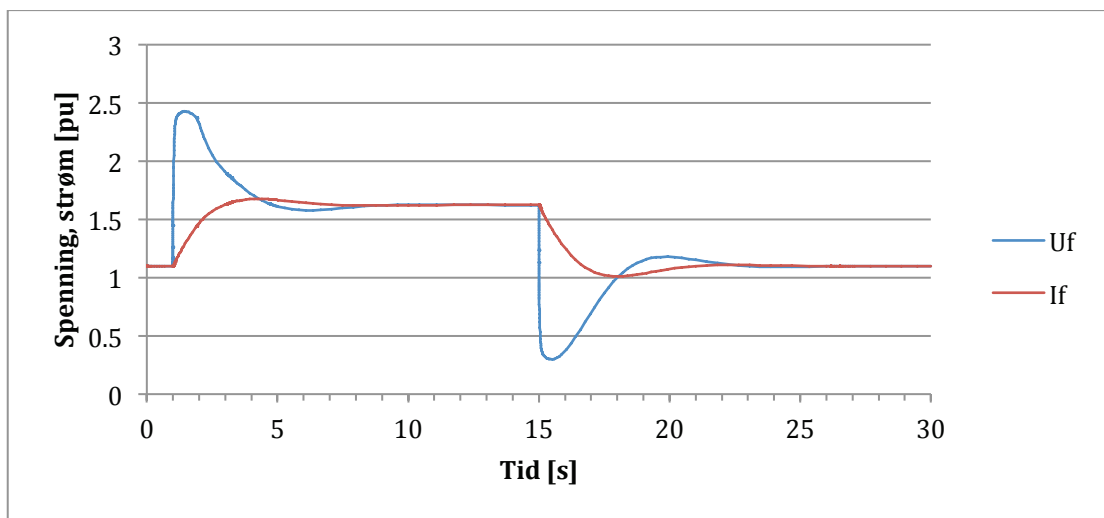
Respons i feltspenning og feltstrøm ved fullast:



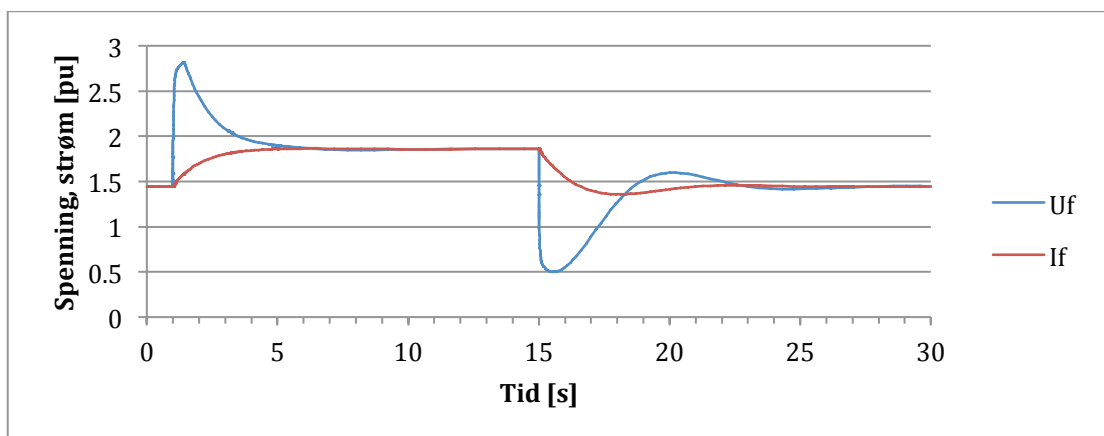
M4. Sprangrespons Jøssang



Respons i feltspenning og feltstrøm ved tomgang:

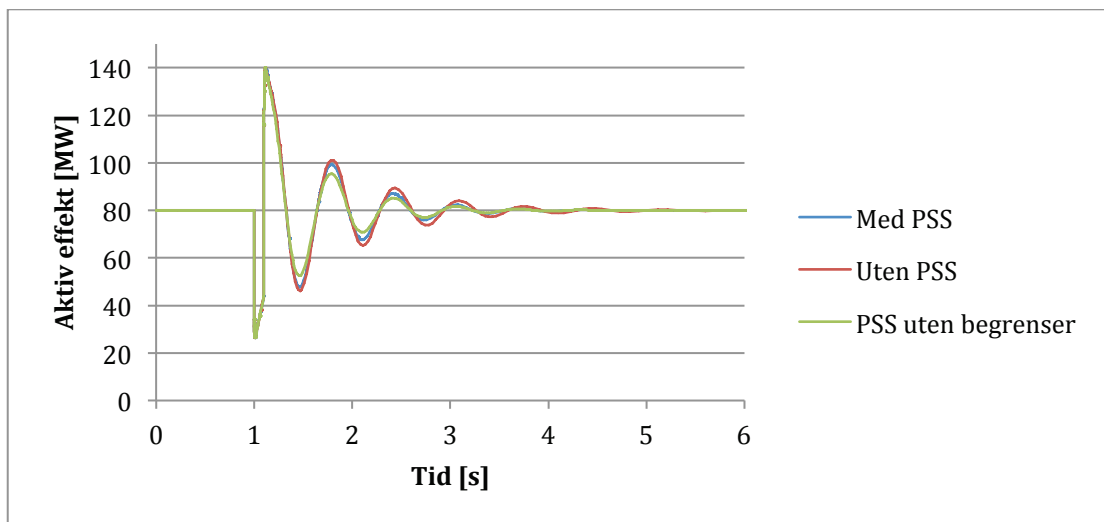
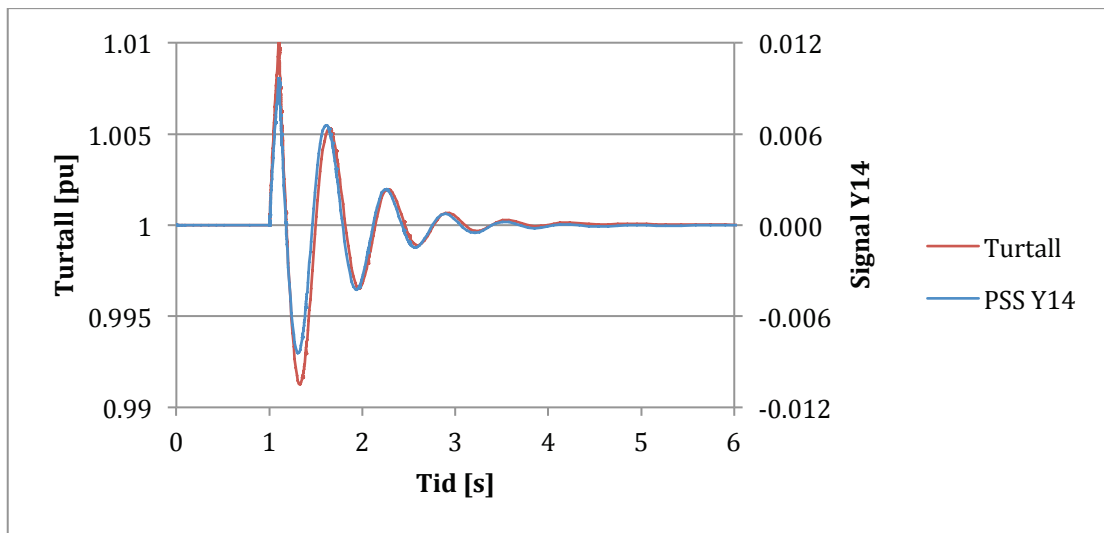


Respons i feltspenning og feltstrøm ved fullast:

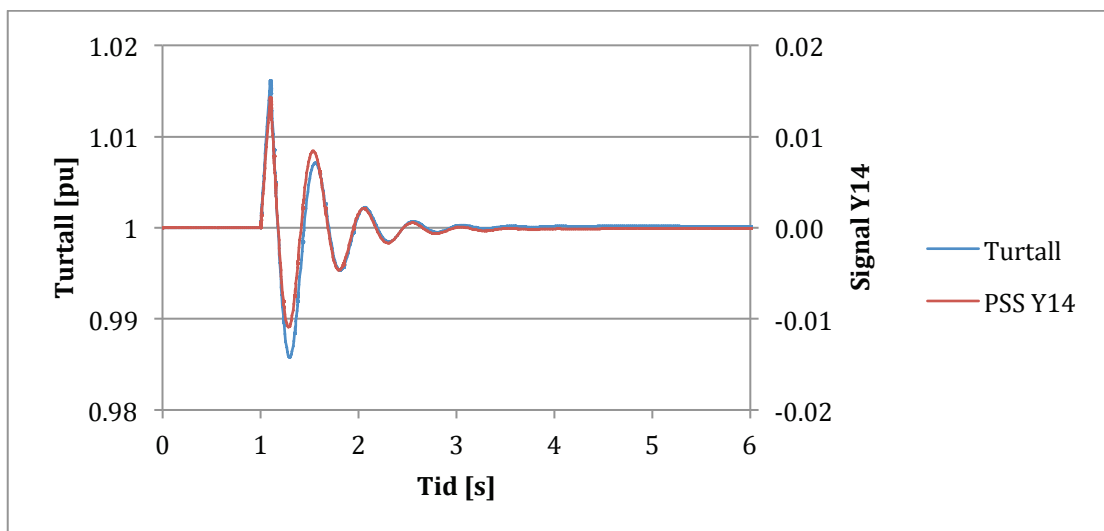


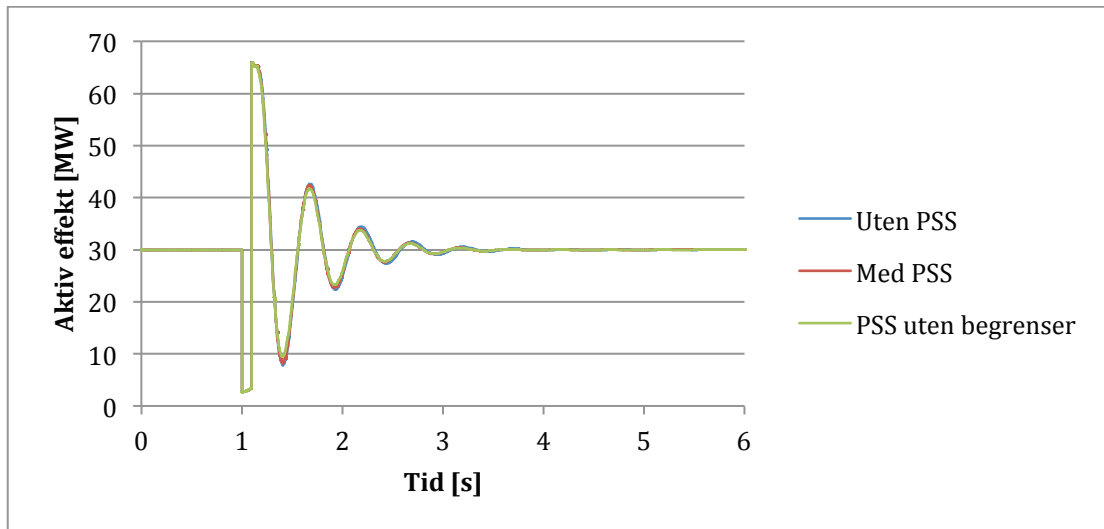
Vedlegg N Resultat for test av dempetilsatser

N1. Flørli

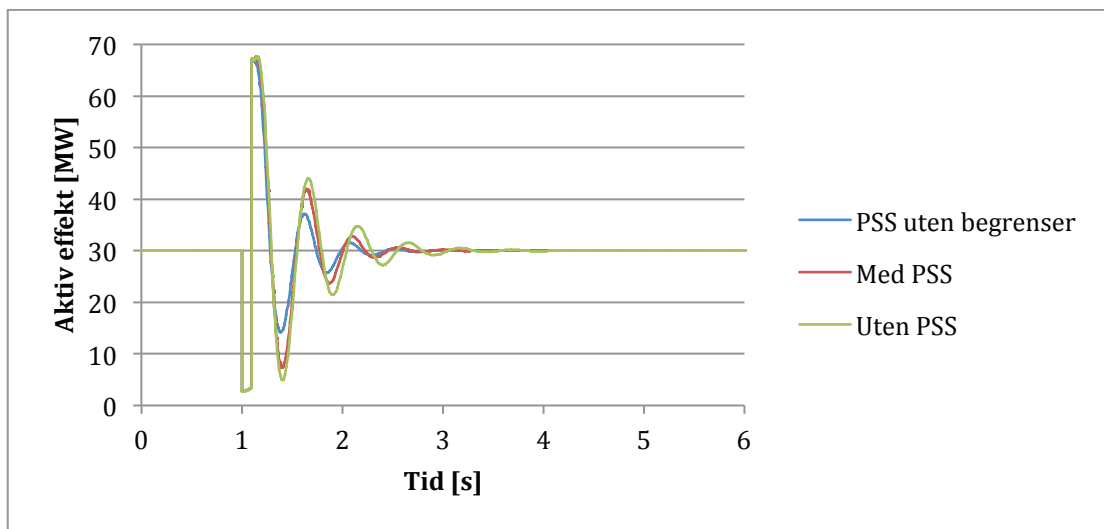


N2. Jøssang



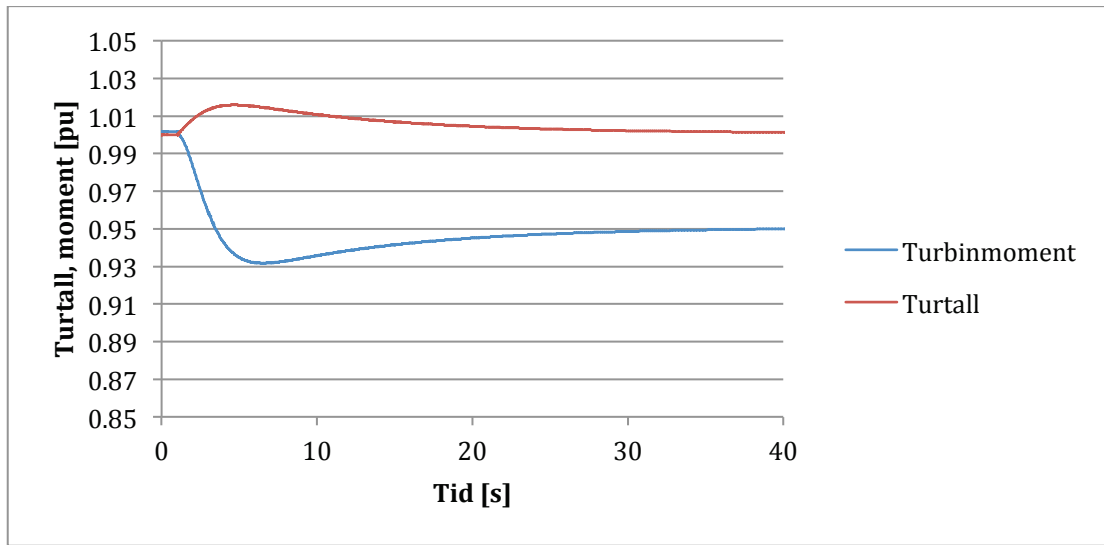


Ved endring av T_{d0} fra 11,4 s til 2,5 s:

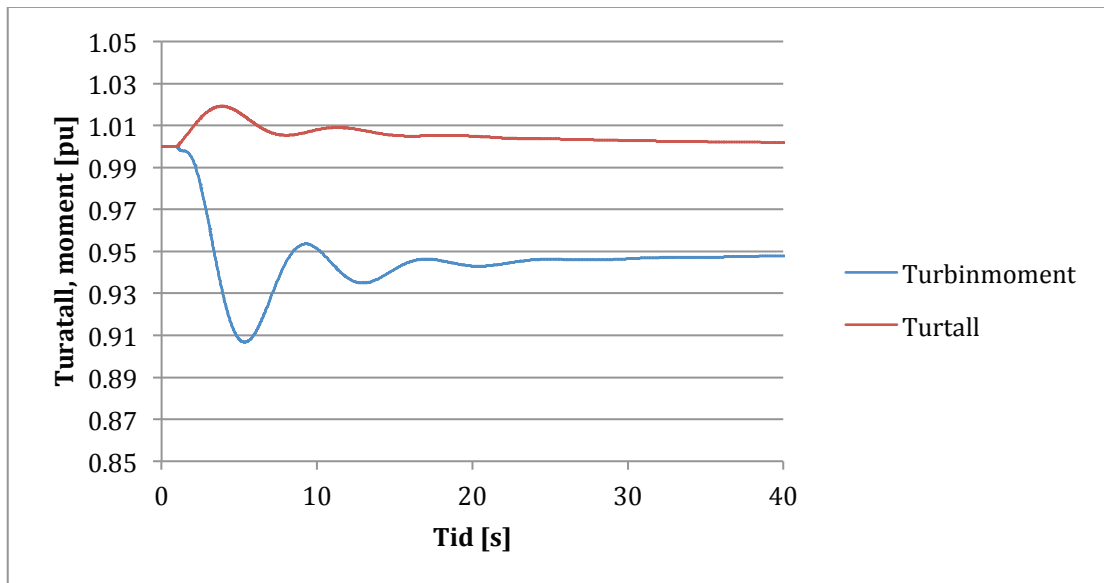


Vedlegg O Resultat ved test av turbinregulatorer

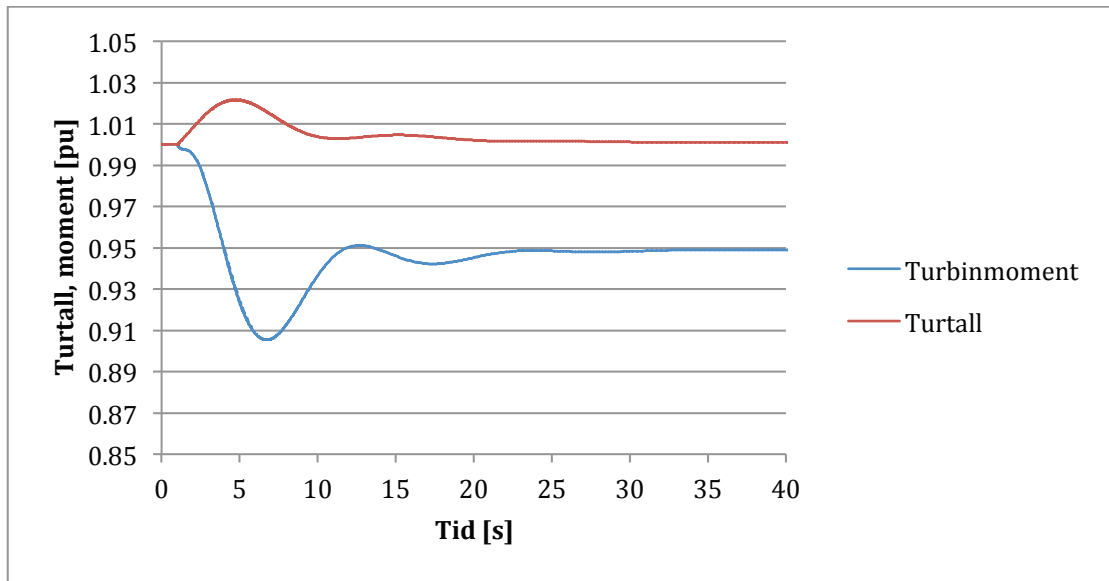
O1. Flørli



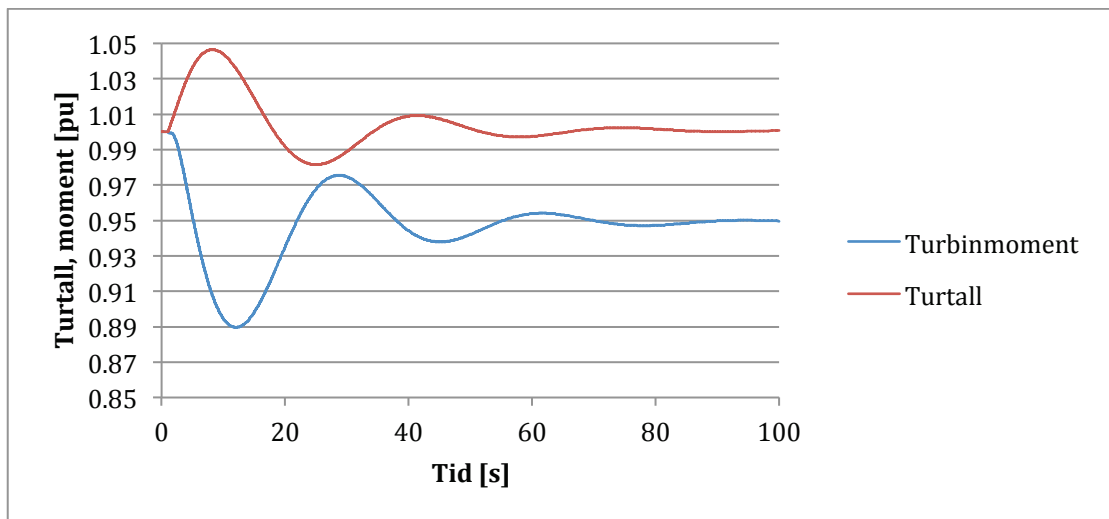
O2. Lysebotn G1 – G3

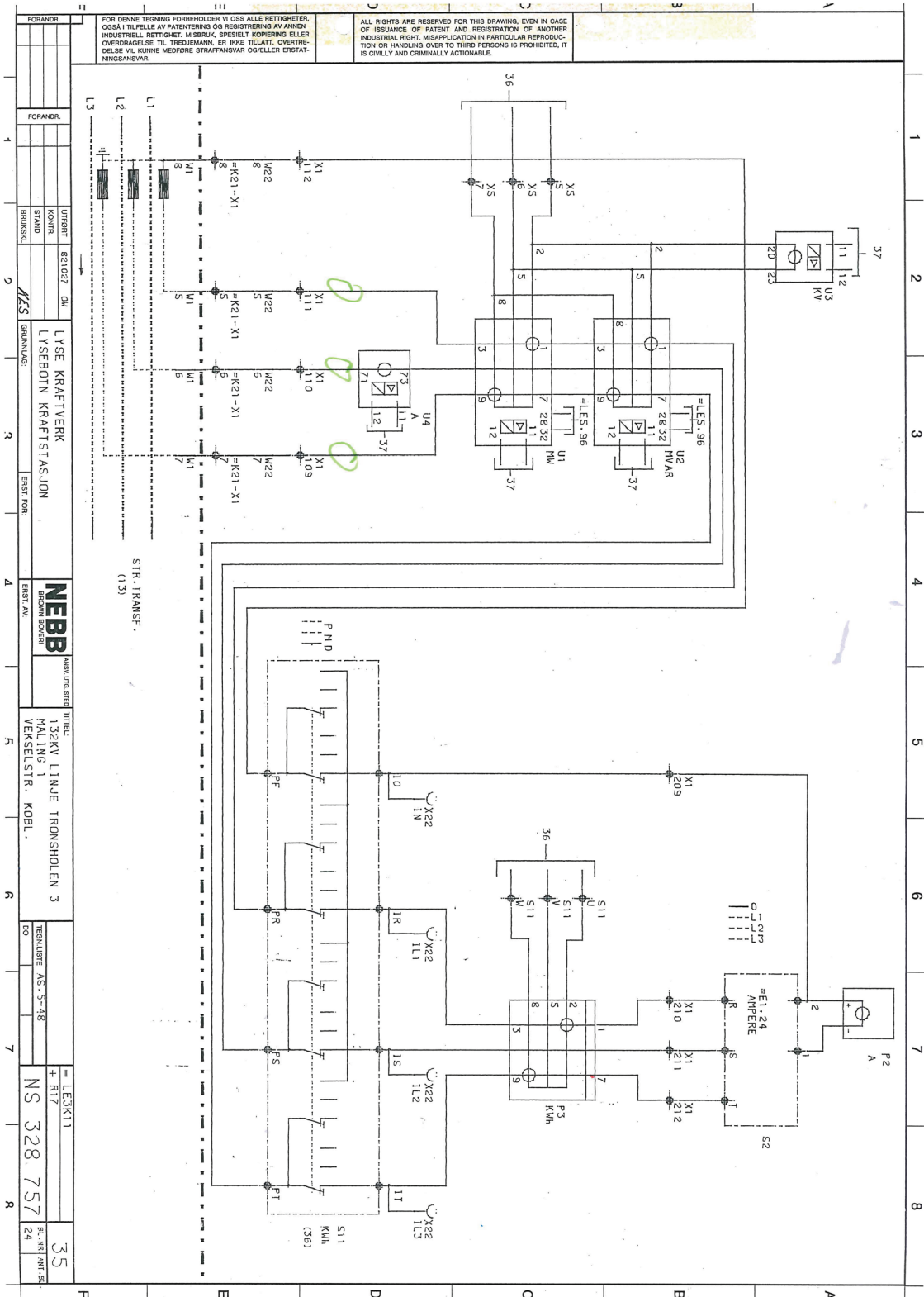


O3. Lysebotn G4 – G6



O4. Jøssang





Vedlegg S Komplekskonjugerte egenverdier Case A

	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 4	-19.536	4.692	29.482	55.24
Egenverdi 5	-19.536	-4.692	-29.482	55.24
Egenverdi 7	-21.496	3.691	23.194	67.98
Egenverdi 8	-21.496	-3.691	-23.194	67.98
Egenverdi 9	-21.467	3.704	23.276	67.80
Egenverdi 10	-21.467	-3.704	-23.276	67.80
Egenverdi 11	-21.408	3.726	23.409	67.49
Egenverdi 12	-21.408	-3.726	-23.409	67.49
Egenverdi 13	-21.371	3.747	23.544	67.21
Egenverdi 14	-21.371	-3.747	-23.544	67.21
Egenverdi 15	-21.372	3.739	23.492	67.29
Egenverdi 16	-21.372	-3.739	-23.492	67.29
Egenverdi 17	-28.973	0.654	4.112	99.01
Egenverdi 18	-28.973	-0.654	-4.112	99.01
Egenverdi 33	-2.500	1.760	11.055	22.05
Egenverdi 34	-2.500	-1.760	-11.055	22.05
Egenverdi 35	-2.472	1.748	10.984	21.95
Egenverdi 36	-2.472	-1.748	-10.984	21.95
Egenverdi 37	-2.462	1.709	10.736	22.35
Egenverdi 38	-2.462	-1.709	-10.736	22.35
Egenverdi 39	-2.530	1.650	10.368	23.71
Egenverdi 40	-2.530	-1.650	-10.368	23.71
Egenverdi 41	-2.236	1.633	10.260	21.29
Egenverdi 42	-2.236	-1.633	-10.260	21.29
Egenverdi 43	-2.338	1.603	10.070	22.62
Egenverdi 44	-2.338	-1.603	-10.070	22.62
Egenverdi 52	-0.581	1.207	7.581	7.64
Egenverdi 53	-0.581	-1.207	-7.581	7.64
Egenverdi 54	-5.439	0.279	1.752	95.18
Egenverdi 55	-5.439	-0.279	-1.752	95.18
Egenverdi 56	-4.261	0.062	0.388	99.59
Egenverdi 57	-4.261	-0.062	-0.388	99.59
Egenverdi 61	-2.828	0.021	0.133	99.89
Egenverdi 62	-2.828	-0.021	-0.133	99.89
Egenverdi 63	-2.831	0.034	0.216	99.71
Egenverdi 64	-2.831	-0.034	-0.216	99.71
Egenverdi 65	-2.838	0.033	0.209	99.73
Egenverdi 66	-2.838	-0.033	-0.209	99.73
Egenverdi 77	-0.372	0.101	0.633	50.64
Egenverdi 78	-0.372	-0.101	-0.633	50.64
Egenverdi 85	-0.300	0.004	0.025	99.65
Egenverdi 86	-0.300	-0.004	-0.025	99.65

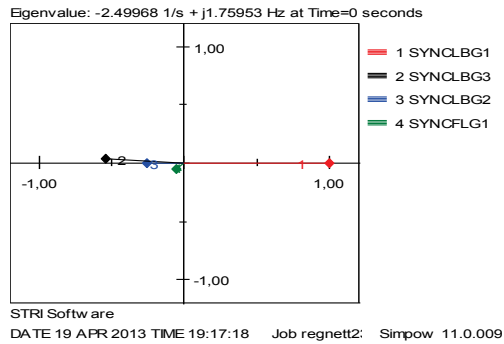
Vedlegg T "Participation factors" case A

	Rel. demping	Komponent	Variabel	Verdi
Egenverdi 33/34	22.05 %	SYNC LBG1	Teta	0.479
			Speed	0.469
Egenverdi 35/36	21.95 %	SYNC LBG2	Teta	0.328
			Speed	0.321
		SYNC LBG3	Teta	0.301
			Speed	0.295
Egenverdi 37/38	22.35 %	SYNC LBG2	Teta	0.255
			Speed	0.250
		SYNC LBG3	Teta	0.171
			Speed	0.167
		SYNC FLG1	Teta	0.124
			Speed	0.123
		SYNC LBG1	Teta	0.111
			Speed	0.108
Egenverdi 39/40	23.71 %	SYNC FLG1	Teta	0.479
			Speed	0.477
Egenverdi 41/42	21.29 %	SYNC LBG5	Teta	0.306
			Speed	0.301
		SYNC LBG6	Teta	0.355
			Speed	0.348
Egenverdi 43/44	22.62 %	SYNC LBG4	Teta	0.511
			Speed	0.501
Egenverdi 52/53	7.64 %	SYNC FLG1	Teta	0.113
			Speed	0.112
		SYNC LBG4	Teta	0.102
			Speed	0.099
		SYNC LBG5	Teta	0.097
			Speed	0.094
		SYNC LBG6	Teta	0.097
			Speed	0.094
		SYNC LBG2	Teta	0.051
			Speed	0.049
		SYNC LBG3	Teta	0.050
			Speed	0.048
SYNC LBG1	Teta	0.049		
	Speed	0.048		

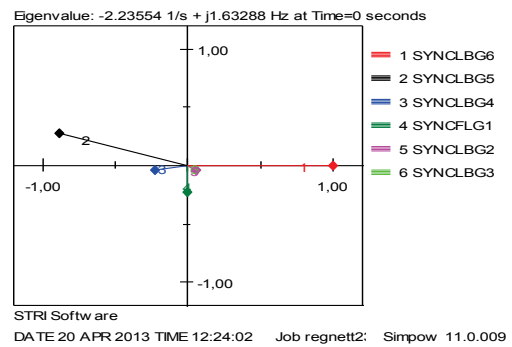
Vedlegg U Modalanalyse Case A

U1. Elektromekaniske modi

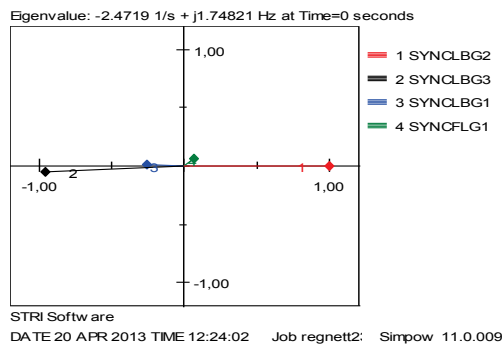
Eigenverdi 33:



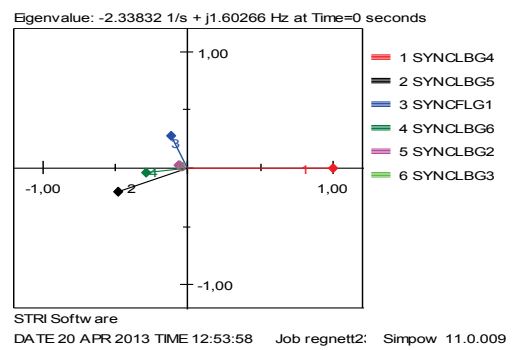
Eigenverdi 41:



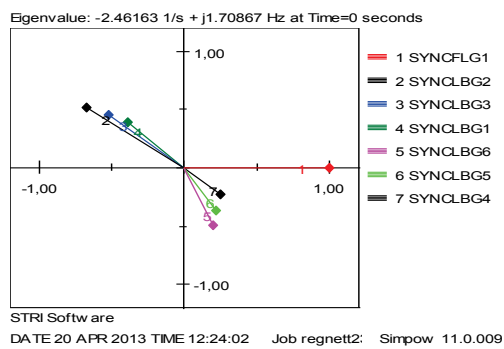
Eigenverdi 35:



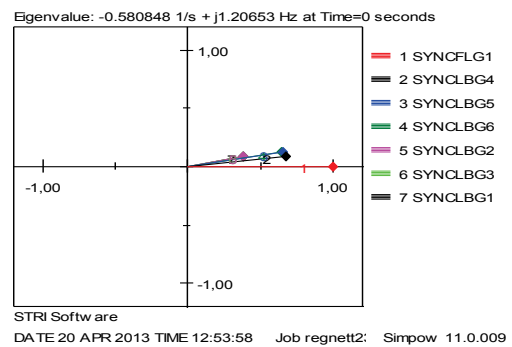
Eigenverdi 43:



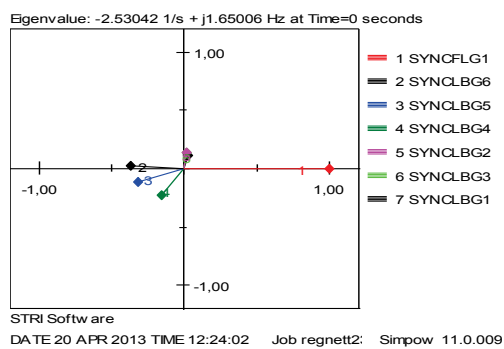
Eigenverdi 37:



Eigenverdi 52:

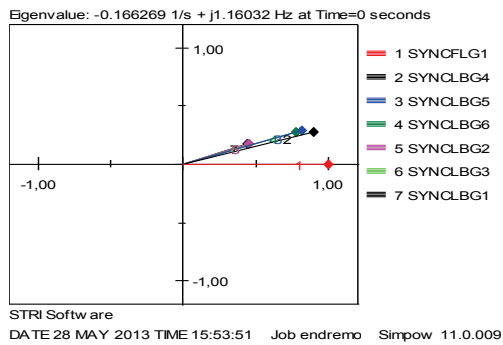


Eigenverdi 39:

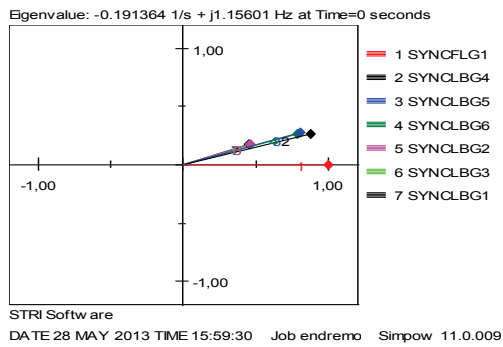


U2. Egenverdi 52

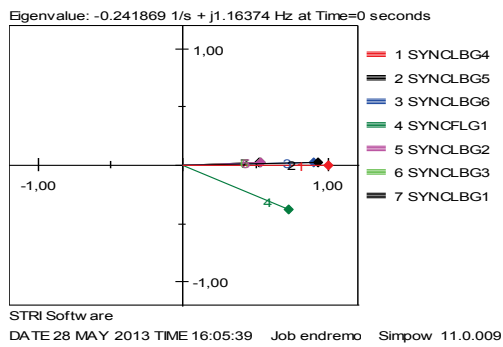
Lysebotn $T_{d0}''=0,01$ og $T_{q0}''=0,025$:



Lysebotn $T_{d0}''=0,01$, $T_{q0}''=0,025$ og $T_{d0}'=11$:



Lysebotn $T_{d0}''=0,01$, $T_{q0}''=0,025$ og $T_{d0}'=11$, samt Flørli $T_{d0}'=1,5$:



Vedlegg V Endring i relativ demping som følge av endring av tidskonstanter

V1. Endring av T_{d0}' , T_{d0}'' og T_{q0}'' i Flørli

T_{d0}' [s]	Relativ demping [%]		
	Egenverdi 52	Feltkrets Flørli	Resterende elektromekaniske
1.5	9.66	91.99	21.66
3	8.12	65.76	21.26
5	7.65	51.14	21.29
7	7.44	43.29	21.34
9	7.32	38.20	21.36
11	7.24	34.55	21.25

T_{d0}'' [s]	T_{q0}'' [s]	Relativ demping [%]		
		Egenverdi 52	El.mek Flørli	Resterende elektromekaniske
0.01	0.025	6.37	13.30	21.21
0.025	0.0625	7.17	17.55	21.20
0.04	0.1	7.56	21.64	21.18
0.055	0.1375	7.67	23.46	21.30
0.07	0.175	7.64	24.70	21.26

V2. Endring av T_{d0}' , T_{d0}'' og T_{q0}'' i Lysebotn

T_{d0}' [s]	Relativ demping [%]		
	Egenverdi 52	Feltkrets LB	Resterende elektromekaniske
1.5	8.63	32.43	24.09
3	7.92	43.93	21.84
5	7.65	54.79	21.32
7	7.46	62.62	20.60
9	7.33	68.55	19.93
11	7.25	73.16	19.38

T_{d0}'' [s]	T_{q0}'' [s]	Relativ demping [%]		
		Egenverdi 52	El.mek Flørli	Resterende elektromekaniske
0.01	0.025	2.28	21.79	7.53
0.025	0.0625	4.58	22.93	13.28
0.04	0.1	6.36	23.79	18.10
0.055	0.1375	7.50	23.14	21.06
0.07	0.175	8.06	24.42	21.47

Vedlegg W Endring i relativ demping ved endring av forsterkning i spenningsregulatorer i Lysebotn

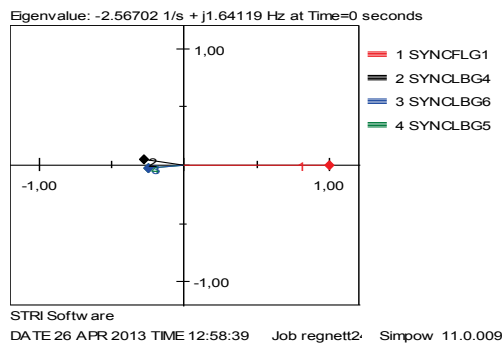
K1	Relativ demping [%]		
	Egenverdi 52	Feltkrets LB	Resterende elektromekaniske
200	8.63	65.85	22.83
250	8.13	61.65	22.23
300	7.82	58.07	21.71
350	7.63	55.01	21.26
400	7.51	52.35	20.87
450	7.44	50.02	20.54
500	7.40	47.96	20.26

Vedlegg X Komplekskonjugerte egenverdier Case B

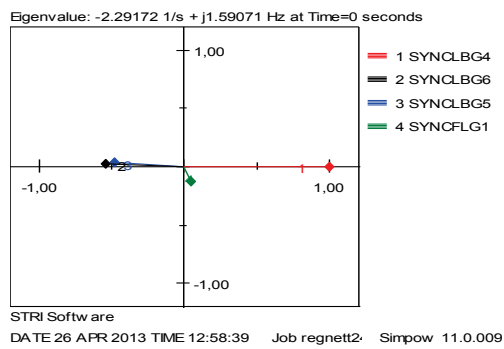
	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 4	-19.972	4.412	27.723	58.45
Egenverdi 5	-19.972	-4.412	-27.723	58.45
Egenverdi 7	-21.451	3.705	23.279	67.76
Egenverdi 8	-21.451	-3.705	-23.279	67.76
Egenverdi 9	-21.423	3.713	23.327	67.64
Egenverdi 10	-21.423	-3.713	-23.327	67.64
Egenverdi 11	-28.840	0.657	4.129	98.99
Egenverdi 12	-28.840	-0.657	-4.129	98.99
Egenverdi 21	-2.567	1.641	10.312	24.16
Egenverdi 22	-2.567	-1.641	-10.312	24.16
Egenverdi 23	-2.292	1.591	9.995	22.35
Egenverdi 24	-2.292	-1.591	-9.995	22.35
Egenverdi 25	-2.328	1.579	9.919	22.85
Egenverdi 26	-2.328	-1.579	-9.919	22.85
Egenverdi 27	-0.937	1.282	8.053	11.56
Egenverdi 28	-0.937	-1.282	-8.053	11.56
Egenverdi 33	-5.437	0.281	1.765	95.11
Egenverdi 34	-5.437	-0.281	-1.765	95.11
Egenverdi 35	-4.257	0.062	0.388	99.59
Egenverdi 36	-4.257	-0.062	-0.388	99.59
Egenverdi 47	-0.369	0.104	0.653	49.17
Egenverdi 48	-0.369	-0.104	-0.653	49.17
Egenverdi 52	-0.296	0.003	0.022	99.73
Egenverdi 53	-0.296	-0.003	-0.022	99.73

Vedlegg Y Modalanalyse Case B

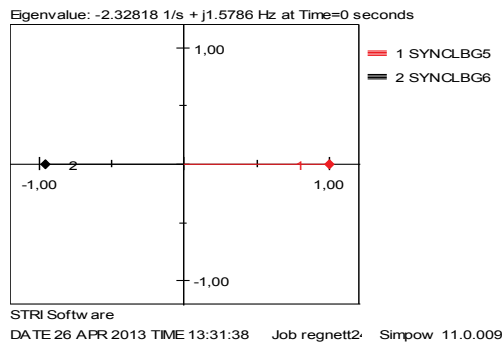
Eigenverdi 21:



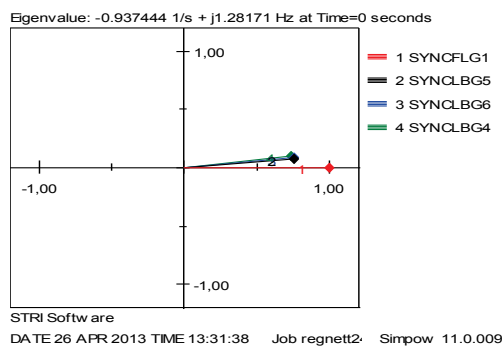
Eigenverdi 23:



Eigenverdi 25:



Eigenverdi 27:

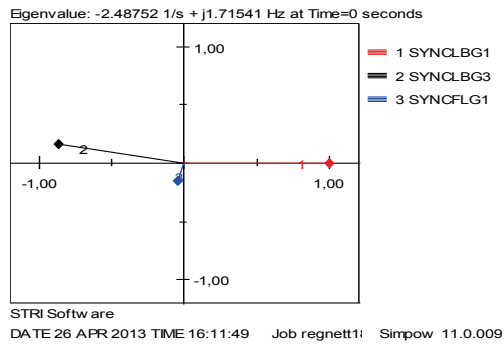


Vedlegg Z Komplekskonjugerte egenverdier Case C

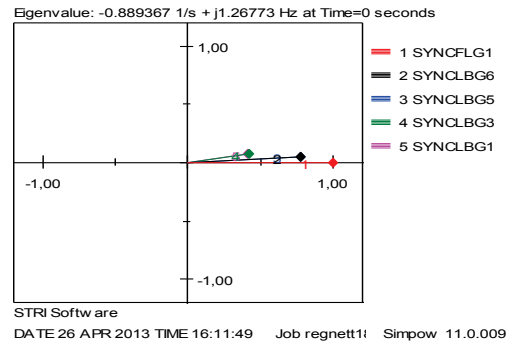
	Re [1/s]	Im [Hz]	Im [rad/s]	Relativ demping [%]
Egenverdi 4	-19.810	4.480	28.148	57.55
Egenverdi 5	-19.810	-4.480	-28.148	57.55
Egenverdi 6	-21.574	3.659	22.991	68.43
Egenverdi 7	-21.574	-3.659	-22.991	68.43
Egenverdi 8	-21.465	3.704	23.273	67.80
Egenverdi 9	-21.465	-3.704	-23.273	67.80
Egenverdi 10	-21.453	3.701	23.252	67.81
Egenverdi 11	-21.453	-3.701	-23.252	67.81
Egenverdi 12	-28.831	0.663	4.169	98.97
Egenverdi 13	-28.831	-0.663	-4.169	98.97
Egenverdi 30	-2.488	1.715	10.778	22.49
Egenverdi 31	-2.488	-1.715	-10.778	22.49
Egenverdi 32	-2.527	1.693	10.639	23.11
Egenverdi 33	-2.527	-1.693	-10.639	23.11
Egenverdi 34	-2.455	1.622	10.189	23.42
Egenverdi 35	-2.455	-1.622	-10.189	23.42
Egenverdi 36	-2.328	1.566	9.841	23.02
Egenverdi 37	-2.328	-1.566	-9.841	23.02
Egenverdi 39	-0.889	1.268	7.965	11.10
Egenverdi 40	-0.889	-1.268	-7.965	11.10
Egenverdi 41	-5.436	0.281	1.768	95.10
Egenverdi 42	-5.436	-0.281	-1.768	95.10
Egenverdi 43	-4.256	0.062	0.389	99.59
Egenverdi 44	-4.256	-0.062	-0.389	99.59
Egenverdi 46	-2.779	0.053	0.334	99.29
Egenverdi 47	-2.779	-0.053	-0.334	99.29
Egenverdi 48	-2.781	0.043	0.268	99.54
Egenverdi 49	-2.781	-0.043	-0.268	99.54
Egenverdi 58	-0.365	0.103	0.650	49.04
Egenverdi 59	-0.365	-0.103	-0.650	49.04
Egenverdi 64	-0.300	0.004	0.028	99.57
Egenverdi 65	-0.300	-0.004	-0.028	99.57

Vedlegg AA Modalanalyse case C

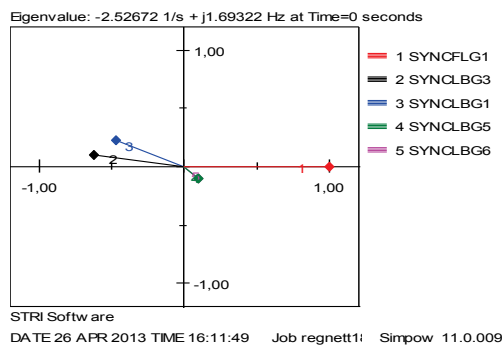
Eigenverdi 31:



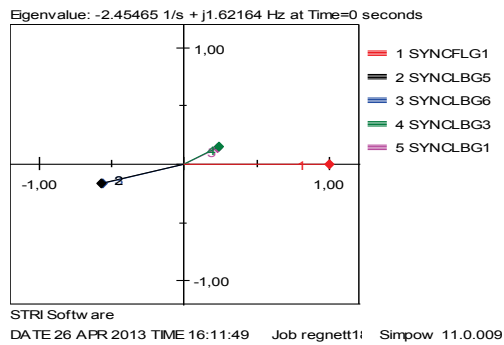
Eigenverdi 40:



Eigenverdi 33:



Eigenverdi 35:



Eigenverdi 37:

