

Stabilitetsproblemer i distribusjonsnett med lokal kraftproduksjon

Tina Davies Bystøl

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Desember 2007

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Biveileder(e): Astrid Petterteig, SINTEF
Trond Toftevaag, SINTEF

Oppgavetekst

Stabilitetsproblem i distribusjonsnett med lokal produksjon

Det er et økende antall små kraftstasjoner som kobles direkte til distribusjonssystemet. I en del tilfeller kan total produksjon i delsystemet være betydelig sammenliknet med belastningen. Siden distribusjonssystemet vanligvis er relativt svakt og drevet i en radiell struktur, er det sannsynlig at det kan oppstå problem knyttet til dynamiske forhold som pendlinger, transient stabilitet og liknende.

Dette arbeidet skal fokusere på:

- Hvilke stabilitetsproblem som kan oppstå i distribusjonssystem med betydelig innslag av lokal produksjon. Det er betydelig fokus internasjonalt på innvirkningen av lokal produksjon. Ett første trinn bør derfor være å foreta en litteraturstudie for å finne status på området. Søk på IEEE Explore samt å sjekke status innenfor relevante EU-prosjekt bør inngå.
- Er det mulig å identifisere aktuelle stabilitetsproblem ved å se på nettkonfigurasjon, størrelse på produksjonsenheter, belastninger og andre karakteristiske egenskaper ved systemet?
- Hvilke studier er nødvendige å gjennomføre? (Transient stabilitet, småsignal analyse eventuelt spenningsstabilitet)
- Hvor kritiske vil systemmodellene være for konklusjonene? Manglende data er erfart som en vesentlig utfordring i systemanalyser.
- Vil regulatorparametrene være kritisk for systemets oppførsel eller vil problemene være mer knyttet til tregheitskonstantene til roterende masser?

De praktiske analysene vil i første rekke være knyttet til et 22kV-nett fra NTE Nett sitt system der Snåsa er tilkoblingspunktet mot hovednettet. Analyseverktøy er SIMPOW. Det må påregnes en del tid til å etablere systemet i SIMPOW samt å skrive nødvendige modeller for regulatorer. Det kan være aktuelt å utvide analysene til andre testsystem.

Dette arbeidet er en del av et større forskningsprosjekt ved SINTEF Energiforskning: "Distribution 2020". Nyttig informasjon er å finne på prosjektets nettside. (http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/Distribution_2020/index.asp).

Oppgaven gitt: 04. august 2007

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Forord

Denne masteroppgaven ble gjennomført høsten 2007 ved institutt for Elkraftteknikk ved NTNU av Tina Davies Bystøl. Oppgaven omhandler stabilitetsproblem i distribusjonsnett med lokal produksjon. Masteroppgaven vil være en del av et større forskningsprosjekt "Distribution 2020" ved SINTEF Energiforskning.

Oppgaveteksten er forholdsvis vid, men det har blitt valgt å fokusere på hvordan parametere i spenningsregulatoren og tregghetskonstanten i generatoren påvirker polhjulsvinkelstabiliteten til et system. Det ble etablert datamodeller for spenningsregulator med VAR eller effektfaktor kontroll da det ikke var en modell for dette i simuleringsprogrammet SIMPOW.

Det har blitt sett på to case. Case 1 tok utgangspunkt i en del av Snåsa distribusjonsnett som driftes av NTE. Case 2, Breiava Kraftverk (Lyse produksjon), dukket opp i løpet av prosjekttiden og det ble valg å ta den med fordi problemstillingen var meget aktuell for oppgaven.

Ønsker å takke faglærer Olav Bjarte Fosso og veileder Astrid Petterteig ved SINTEF energiforskning, og spesiell takk til veileder Trond Toftevaag ved SINTEF energiforskning for all faglig inspirasjon. I tillegg ønsker jeg å takke følgende personer som har bidratt med hjelp og informasjon: Rune Paulsen ved NTE, Lars fra SIMPOW-teamet i Sverige, Øyvind Holm ved Voith Siemens og Jonny Pedersen ved Lyse Produksjon,

Trondheim 21.12.2007

Tina Davies Bystøl

Sammendrag

I Norge har antall småkraftverk knyttet til distribusjonsnettet økt kraftig de siste årene. Denne avhandlingen undersøker ulike stabilitetsproblemer som kan oppstå i distribusjonsnett med betydelig innslag av lokal kraftproduksjon tilknyttet kraftnettet. Det har blitt undersøkt om det er mulig å identifisere stabilitetsproblemer knyttet til nettkonfigurasjon, størrelsen på produksjonsenhetene, last eller andre karakteristiske egenskaper ved systemet. Videre er det undersøkt om regulatorinnstillinger vil være kritisk for systemets oppførsel eller om problemene er mer knyttet til treghetskonstantene til roterende masser.

Kraftsystemsimuleringsprogrammet SIMPOW har blitt benyttet til lastflytanalyser og dynamiske analyser av to case. Case 1 omhandler Snåsa distribusjonsnett (NTE), der 5 småkraftverk er under utbygging, og case 2 tar for seg Breiava kraftverk (Lyse produksjon) der det oppstod effektpendlinger under idriftsettelsesprøvene av kraftverket. SIMPOW hadde ikke en modell for en spenningsregulator med mulighet for Var eller effektfaktor kontroll og det ble derfor valgt å etablere en datamodell for spenningsregulatoren DECS-100 fra Basler Electrics til analysene i SIMPOW.

Det var i første omgang polhjulsvinkelstabiliteten som ble studert i case 1 og case 2. Lineæranalyse ble benyttet for å undersøke om systemene var småsignalstabil og til å undersøke hvordan ulike forsterkningsparametere i spenningsregulatoren og treghetskonstanten til generatoren påvirket stabiliteten til systemet.

Det ble funnet at en økning i treghetskonstanten, H , til generatorene økte systemets kritiske klareringstid. En økning i H fører også til at maskinens elektromekaniske egenfrekvens reduseres. Hvordan forsterkninger i spenningsregulatoren påvirker stabiliteten til systemet vil variere fra system til system. I case 1 førte økning i forsterkningen til spenningsregulatoren til økt demping av systemet. I case 2 er en produksjonsenhet med relativt stor aktiv effektproduksjon koblet til hovedtransformator gjennom en lang linje. En økning i forsterking i spenningsregulatoren eller treghetskonstanten til synkrongeneratoren førte i dette tilfellet til at det oppstod stående effektpendlinger når systemet ble utsatt for en forstyrrelse. Det er grunn til å tro, ut ifra de analysene som er gjennomført, at høye maskinreaktanser i denne situasjonen hadde en negativ effekt på generatorens transiente stabilitet.

Summary

In Norway, there are an increasing number of small power plants directly connected to distribution systems. This thesis addresses stability problems that can arise in distribution systems with a significant contribution of local power generation.

The effect of network topology, size of generation units, loads or other system characteristics has been investigated in order to identify stability problems. Further work has also been carried out in order to determine if the problems are related to regulator parameter settings, which will be or the inertia of rotating masses.

The power system simulation software, SIMPOW, has been used for the load flow and dynamic simulations. Two different case studies have been considered. In case 1, Snåsa distribution network (NTE electric utility), the planning of five different small scale hydro power plants is under way. In case 2 the power company, Lyse Production, experienced stability problems during testing of a new hydro power plant (Breiava power plant). The power system simulation program used in the simulations did not have a model for an automatic voltage regulator with VAR or power factor control. A computer model of a voltage regulator with VAR or power factor controller from Basler Electrics was therefore established, and used in the dynamic simulations in case 1 and 2.

In the cases studies the focus was primarily on the rotor angle stability. Linear analysis was carried out to observe the system's small signal stability and to investigate how different voltage regulator settings and changes in the inertia constant affected the stability of the system.

The results showed that an increase in the inertia constant (H) of a generator increases the power systems critical clearing time. An increase in the inertia constant also leads to a decrease in the electromechanical natural frequency of the machine. How the voltage regulator gain affects the system varies from system to system. Increased voltage regulator gain in case 1 lead to an increased damping of the system, while in case 2 it resulted in decreased damping and the system became unstable after a disturbance. In case 2 a production unit with relatively large active power production is connected to a long line. Increased voltage regulator gain or inertia constant resulted in an unstable system when it was exposed to a disturbance. Based on this analysis there it is reason to believe that high machine reactance also had a negative effect on the transient stability of the synchronous generator.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	i
Sammendrag	ii
Summary	iii
Innholdsfortegnelse.....	iv
Symboler, forkortelser og definisjoner	vi
Symbolliste	vi
Definisjoner, standarder og betegnelser:.....	vii
1 Innledning	1
2 Stabilitet i kraftsystemet	3
2.1 Polhjulsinkelstabilitet.....	4
2.1.1 Transient stabilitet.....	6
2.1.2 Småsignal stabilitet	7
2.1.3 Lineæranalyse	8
2.2 Spenningsstabilitet	10
3 Generatorer brukt i småkraft	11
3.1 Asynkrongenerator.....	11
3.2 Synkrongenerator.....	14
3.3 Magnetiseringssystem til synkrongenerator	17
3.3.1 Spenningsregulator	19
3.3.2 Innstilling av parametere til magnetiseringssystemet	20
3.3.3 Valg av parameterinnstilling til magnetiseringssystem AC8B.....	21
3.3.4 VAr/PF kontroll	22
3.3.5 AVR eller VAr/PF kontroll?	24
3.3.6 Turbinregulator	25
4 Datamodeller og parametervalg av komponentene.....	26
4.1 Synkrongenerator	26
4.1.1 Magnetiseringskurve.....	26
4.1.2 Metning i feltgenerator	27
4.1.3 Beregning av metningsfunksjonen SE	28
4.1.4 Beregning av treghetskonstant H.....	29
4.2 Asynkrongenerator.....	30
4.3 Data modell av spenningsregulator og VAr/PF kontroller	30
4.3.1 EXCITERAC8B	31
4.3.2 EXCITERQE	31
4.3.3 EXCITERSIN	33
4.3.4 Test av spenningsregulator EXCITERAC8B	34
5 Case 1: Snåsa distribusjonsnett.....	36
5.1 Distribusjonsnettet	36
5.1.1 DG enhetene.....	37
5.1.2 SIMPOW modell av systemet.....	38
5.2 Lastflytanalyse	39
5.2.1 Begrensninger	43
5.3 Test av komponenten KOMP med dynamisk analyse	43
5.4 Test av spenningsregulator i Snåsa nettet med dynamisk analyse.....	46

5.4.1	Test av DG1 uten og med spenningsregulator AC8B.....	46
5.4.2	Test av DG1 med spenningsregulator EXCITERQE.....	48
5.4.3	Test av DG1 med spenningsregulator EXCITERSIN	50
5.4.4	Sammenligning	52
5.5	Lineæranalyse av Snåsa nettet	53
5.5.1	DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERAC8B.....	54
5.5.2	DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERQE.....	59
5.5.3	DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERSIN.....	61
5.5.4	Sammenligning	63
5.6	Transient analyse:	65
5.6.1	Kritisk klareringstid	65
5.6.2	Trefase til jord feil ved bus 15	66
5.6.3	Endring i regulatorforsterkningen.....	69
5.7	Resultat	71
6	Case 2: Breiava kraftverk.....	73
6.1	Lastflyt analyse	75
6.2	Dynamisk analyse	75
6.2.1	Lineæranalyse	75
6.2.2	Trefase til jord feil ved noden LYSES22.....	79
6.2.3	Økning i turbinmoment fra 7 til 14MW.....	82
6.2.4	Sammenligning av polhjulsinkel.....	85
6.3	Resultat	86
7	Konklusjon.....	91
8	Videre arbeid.....	93
	Kilder	95
	Innholds fortegnelse til vedlegg.....	98
	Vedlegg A: Maskin data	
	Vedlegg B: Beregning av metningsfunksjon til feltgenerator	
	Vedlegg C: Blokkdiagram til spenningsregulator	
	Vedlegg D: Dsl kode til regulatorene	
	Vedlegg E: Sprangresponstest av spenningsregulator	
	Vedlegg F: Case 1: Data og modell av Snåsa nettet	
	Vedlegg G: Case 1: SIMPOW filer og lastflytresultater	
	Vedlegg H: Case 2: Breiava kraftverk	

Symboler, forkortelser og definisjoner

Symbolliste

Symbol		Enhet
D_d	Dempe koeffisient	Nms
E_{fd}	Utgående spenning fra feltgenerator	V
E_f	Magnetiseringsspenning	V
E	Transient magnetiseringsspenning	V
f_s	Synkronfrekvensen	Hz
H	Tregghetskonstant	W/VAs
I_f	DC- feltstrøm i feltgenerator	A
I_2	Rotor strøm for asynkronmaskin	A
J	Tregghetsmoment	kgm ²
KA	Forsterkning spenningsregulator	p.u
KD	Derivat forsterkning, PID- regulator	p.u
K_E	Feltgenerator konstant relatert til selvmagnetisert felt	p.u
KG	Proporsjonal forsterkning, PI- sløyfe	p.u
KP	Proporsjonal forsterkning, PID- regulator	p.u
KI	Integral forsterkning, PID- regulator	p.u
KII	Integral forsterkning, PI- sløyfe	p.u
M	Tregghetskoeffisient	
n_r	Rotorhastighet	r/min
n_s	Synkronhastighet	r/min
P	Antall poler i maskinen	
P	Aktiv effekt	W
P_D	Demping effekt	W
P_e	Elektrisk effekt	W
P_m	Mekanisk effekt	W
Q	Reaktiv effekt	Var
\mathfrak{R}	Reluktans	At/Wb
R_1	Stator resistans for asynkronmaskin	ohm
R_2	Rotor resistans for asynkronmaskin	ohm
S	Tilsynelatende effekt	VA
S	Sakking	p.u
SE	Metningsfunksjon feltgenerator	p.u
T_A	Tidskonstant spenningsregulator	S
T_D	Derivattiden	S
T'_{do}	Synkronmaskinenes transiente åpne sløyfe tidskonstant i d-aksen	S
T_E	Tidskonstant feltgenerator	S
V_{REF}	Referansespenning til spenningsregulator	p.u
V_s	Spenning til det stive nettet	V
V_R	Feltspenning feltgenerator	p.u
ω_m	Rotor hastighet	rad/s
ω_{sm}	Rotor hastighet lik synkron hastighet	rad/s
Ω	Rotorhastighet (turtall)	rpm
X_1	Lekk reaktans stator for asynkronmaskin	ohm
X_2	Lekk reaktans rotor for asynkronmaskin	ohm
X_m	Magnetiserings reaktans for asynkronmaskin	ohm
X_d	d-akse synkronreaktans	ohm

Symbol		Enhet
x_d'	Transiente d- akse synkronreaktansen (sum av reaktanser mellom stivt nett tom maskin reaktansen)	ohm
X_q	q- akse synkronreaktans	ohm
Δ	Polhjulsinkel	grader
Θ	Fasevinkel	grader
T_e	Elektromagnetisk moment	Nm
T_t	Turbinmoment	Nm

Forkortelser	Engelsk	Norsk
DG	Distributed generation	Distribuert produksjon
Dsl	Dynamic simulation language	
AVR	Automatic voltage regulator	Automatisk spenningsregulator
PF controller	Power factor controller	Effektfaktor kontroller
VAR controller	Reactive power controller	Reaktiv effekt kontroller

Definisjoner, standarder og betegnelser:

Distributed resources (DR): Sources of electrical power that are not directly connected to a bulk power transmission system. DR includes both generators and energy storage technologies [IEEE standard,1]

Distributed generation (DG): Electrical generation facilities connected to an area electrical power operator through a point of common coupling; a subset of DR [IEEE standard,1]

IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions from 2004 [2]:

- “*Power system stability* is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact”.

- “*Rotor angle stability* refers to the ability of synchronous machines of an interconnected power system to remain in synchronism after being subjected to a disturbance”.

- “*Voltage stability* refers to the ability of a power system to maintain steady voltages at all buses in the system after being subjected to a disturbance from a given initial operating condition”.

- “*Frequency stability* refers to the ability of a power system to maintain steady frequency following a severe system upset resulting in a significant imbalance between generation and load”.

IEEE standard 421.1-2007, [3]:

Regulators:

3.77 voltage regulator: “A synchronous machine regulator that functions to maintain the terminal voltage of a synchronous machine at a predetermined value, or to vary it according to a predetermined plan”.

3.75 var regulator: A synchronous machine regulator that functions to maintain the reactive component of power at a predetermined value. Commonly used on synchronous motors.

3.60 power factor regulator: A synchronous machine regulator that functions to maintain the power factor at a predetermined value. Commonly used on synchronous motors.

Controllers:

3.74 var controller: “A function that acts through the adjuster to modify the voltage regulator set point so as to maintain the synchronous machine steady-state reactive power at a predetermined value”.

3.59 power factor controller: “A control function that acts through the adjuster to modify the voltage regulator set point so as to maintain the synchronous machine steady-state power factor at a predetermined value”.

I oppgaven er det valgt å oversette “controller” til kontroller. Da det på norsk ikke skiller mellom ”regulator” og ”controller”. I en VAR- eller effektfaktor regulator styrer regulatoren etter å holde reaktiv effekt eller effektfaktor lik en forhåndsbestemt verdi og det brukes først og fremst på synkronmotor. En VAR eller effektfaktor kontroller derimot gir et tilleggssignal til spenningsregulators settpunkt for å holde reaktiv effekt eller effektfaktor lik en forhåndsbestemt verdi i stasjonær tilstand. Dette diskuteres nærmere i kapittel 3.3 om magnetiseringssystemet til en synkrongenerator.

1 Innledning

Det siste tiåret har det vært økt fokus på lokal kraftproduksjon også kalt distribuert produksjon, DG (distributed generation), som en fornybar og mer økonomisk energiressurs. Distribuert produksjon omfatter produksjonsanlegg opptil 10MW og kan deles inn tre grupper [4]:

1. Synkrongenerator koblet til vannkraftturbiner, gassturbiner eller dieselturbiner.
2. Asynkrongenerator brukt i vindkraft eller småkraftverk.
3. Statisk kraftstrømretter som mikroturbiner, brenselceller eller solceller.

Denne oppgaven vil fokusere på småkraftverk med synkrongenerator eller asynkrongenerator.

I Norge har antall småkraftverk knyttet til distribusjonsnettet økt kraftig de siste årene. Det har blitt mindre vanlig med store vannkraftutbygginger og interessen for småkraft har økt. Det har vært en markant økning i antall utbygginger av småkraftverk som bidrar til å øke Norges totale kraftproduksjon. Det har vist seg at det kan oppstå ulike stabilitetsproblemer der distribuert produksjon er knyttet til distribusjonsnettet.

Distribusjonsnettet ble i utgangspunktet designet som en link mellom regionalnettet og lavspenningsnettet ($<1\text{kV}$). Aktiv effekt og reaktiv effekt ble distribuert til forbrukere fra et høyt spenningsnivå til et lavt spenningsnivå. Distribusjonsnettet ble bygd i en radiell struktur, der tverrsnittet på linjer og kabler reduseres utover i nettverket ettersom lasten utover i radianen minker.

Distribusjonsnett er ulike i design og driftskarakteristikk, men en fellesfaktor er at desto lengre ut fra hovedtransformatorstasjon man kommer desto svakere blir distribusjonsnettet grunnet redusert tverrsnitt, økt linjelengde og høyere linjeimpedans. En økning i antall enheter av distribuert produksjon knyttet til distribusjonsnettet har økt distribusjonsnettet sin funksjon fra å være en "passivt" krets til en "aktivt" krets. I en "passiv" krets flyter effekt en vei og spenningen i kretsen blir bestemt av lasten. En "aktiv" krets med lokal kraftproduksjon som produserer aktiv og/eller reaktive effekt eller trekker reaktiv effekt vil påvirke spenningen i nettet, effektflyten, effektkvaliteten, kraftsystemstabiliteten og feilsituasjoner [13].

Oppgaven vil studere ulike stabilitetsproblemer som kan oppstå i distribusjonsnett med betydelig innslag av lokal kraftproduksjon. Det skal undersøkes om det er mulig å identifisere stabilitetsproblemer knyttet til nettkonfigurasjon, størrelsen på produksjonsenhetene, last eller andre karakteristiske egenskaper ved systemet. Om

regulatorinnstillinger vil være kritisk for systemets oppførsel eller om problemene vil være mer knyttet til treghetskonstantene til roterende masser vil også bli undersøkt. Det vil bli sett på ulike stabilitetsproblemer som kan oppstå i kraftsystemet samt tilhørende analysemetoder for å studere disse. Generell teori for asynkrongenerator og synkrongenerator vil bli presentert. Stor vekt vil bli lagt på spenningsregulatoren til en synkronmaskin med et børsteløst magnetiseringssystem. Datamodeller og parametervalg til modellene som skal benyttes i simuleringsprogrammet SIMPOW vil også presenteres.

Kraftsystem-simuleringsprogrammet SIMPOW skal benyttes ved lastflytanalyser og dynamiske analyser ved studie av case 1: Snåsa distribusjonsnett og case 2: Breiava kraftverk. Det ble valgt å ikke inkludere turbinregulator, og mekanisk effekt fra turbinen vil derfor bli regnet som konstant i analysene.

I case 1 skal en radial i distribusjonsnettet til Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) studeres. Den utvalgte delen av 22kV nettet vil bli kalt Snåsa distribusjonsnett. I Snåsa distribusjonsnett er planlegging og bygging av fem småkraftverk i gang.

Case 2 dukket opp i løpet av arbeidsperioden. Ved idriftsettelsesprøvene av Breiava kraftverk, som driftes av Lyse produksjon, oppstod det problemer ved opplasting av aggregatet. I utgangspunktet skal kraftverket kunne produsere opptil 14.4MW, men når aggregatet ble lasta opptil 7MW oppstod det stående effektpendlinger. Dette ble sett på som en svært interessant problemstilling og selv om aktiv effektproduksjon til Breiava kraftverk ligger over definisjonen på småkraft ($<10\text{MW}$) så ble det valgt å inkludere casen i oppgaven.

Masteroppgaven vil være en del av forskningsprosjekt ” ”Distribution 2020” ved SINTEF Energiforskning[5].

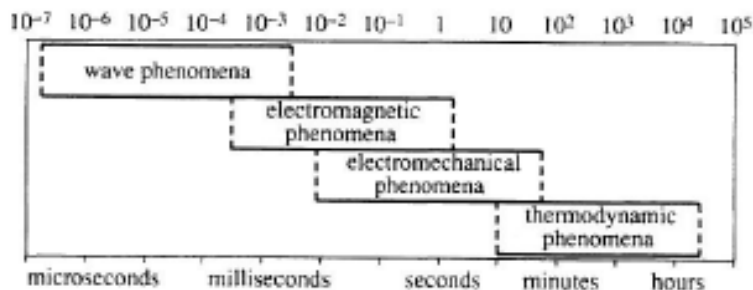
Rapporten benytter punktum som desimalskilletegn. Dette er fordi simuleringsprogrammet som er benyttet bruker punktum i stedet for komma.

2 Stabilitet i kraftsystemet

Stabilitet i kraftsystemet kan deles opp i flere kategorier. Det er her valgt å bruke betegnelser presentert i avsnitt ”definisjoner” og utformet av en arbeidsgruppe satt sammen av IEEE/CIGRE i 2004.

Kraftsystemstabilitet er et elektrisk kraftsystem sin evne til å finne tilbake til en stasjonær driftstilstand etter en forstyrrelse. En forstyrrelse kan være variasjon i last eller en feilsituasjon. Stabiliteten til systemet, når den utsettes for en forstyrrelse, avhenger av systemets initiale driftstilstand og type forstyrrelse. For eksempel en feil som fører til utkobling av deler av systemet er svært alvorlig og kan føre til et ustabilt system. Systemet er i likevekt når det er balanse mellom produsert og konsumert aktiv effekt og reaktiv effekt. Etter en forstyrrelse kan systemet finne tilbake til den opprinnelige stasjonære driftstilstanden eller det kan etablere seg i et nytt likevektspunkt. Ved forstyrrelser som forandrer systemets struktur vil systemet, hvis det er stabilt, etablere seg i et nytt driftspunkt ulikt den initiale driftstilstanden.

Ved analyse av stabiliteten til et kraftsystem er det hensiktsmessig å identifisere hva slags forandringer i systemet som er interessante for analysen. Dette avsnitte deler kraftsystemdynamikk inn grupper og er hentet fra Machowski m fl.[6]. Figur 1 illustrerer når ulike kraftsystem dynamikkfenomener oppstår etter en forstyrrelse. Hvis kraftsystemet utsettes for lyn - eller koblingsoverspenninger vil bølger forplante seg i linjer og kabler. Elektromagnetisk dynamikk oppstår etter ca 0.001s etter en forstyrrelse og inkluderer forandringer i stator- og demperviklinger i elektriske maskiner og interaksjon mellom elektriske maskiner og kraftsystemet. Elektromekanisk dynamikk er relativt tregere og oppstår mellom 0.01s til 1s etter en forstyrrelse. Det omfatter polhjulsvingninger grunnet roterende masser, drift av vern, spenningsregulering og frekvensregulering for å opprettholde drift av systemet og turbinregulator som justerer pådrag til turbinen.

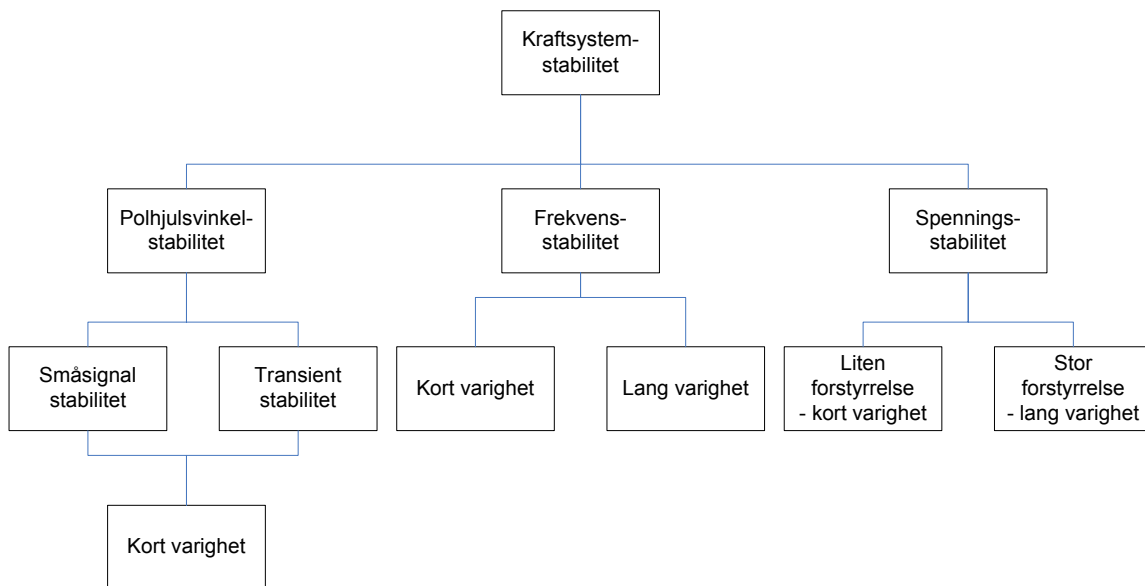


Figur 1: Time frame of basic power system dynamics phenomena [6].

Kraftsystemstabilitet kan deles inn i tre grupper illustrert i Figur 2: polhjulsinkelstabilitet, spenningsstabilitet og frekvensstabilitet. Det er også hensiktsmessig å skille mellom en stor og en liten forstyrrelse. Kraftsystemet er kontinuerlig utsatt for forandringer i last og produksjon og dette faller under små forstyrrelser. Store forstyrrelser relateres alltid til et spesifikt scenario, for eksempel tap av en produksjonsenhet eller en feilsituasjon i systemet [2].

Frekvensstabilitet viser til et kraftsystem sin evne til å opprettholde systemfrekvensen etter større forstyrrelse som fører til betydelig ubalanse mellom produksjon og last [2]. I oppgaven skal stabiliteten til et distribusjonsnett studeres og distribusjonsnettet vil følge frekvensen til overliggende nett med mindre det ikke er snakk om øydrift. Frekvensstabilitet vil derfor ikke bli studert nærmere i oppgaven og i modellen som skal benyttes vil distribusjonsnettet blir koblet til et stivt nett som modelleres med konstant spenning og frekvens.

Polhjulsinkelstabilitet blir presentert i avsnitt 2.1, spenningsstabilitet i avsnitt 2.2.



Figur 2: Kraftsystemstabilitet - figuren er en modifisert versjon hentet fra [2]

2.1 Polhjulsinkelstabilitet

Polhjulsinkelstabilitet relateres til synkronmaskiner i et nett sine evner til å forbli synkroniserte etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse [2].

Polhjulsinkelstabilitet omfatter studier av elektromekaniske svingninger i kraftsystemet etter en forstyrrelse. Etter en stor forstyrrelse er det sannsynligvis stor forskjell mellom elektromagnetisk moment (last) og turbinmoment i flere av synkrongeneratorene i systemet. En liten forstyrrelse påvirker ofte kun noen få synkrongeneratorer i systemet. Forskjell i elektromagnetisk og mekanisk moment vil føre til akselerasjon eller retardasjon av rotor gitt av ligning 1 og stasjonær tilstand er gitt av ligning 2 [6]. I ligning 2 er ω_{sm} rotorhastighet lik synkronhastighet. Det må være likevekt mellom elektromagnetisk moment og turbinmoment før generatoren kan gjenfinne synkronisering og stasjonær tilstand.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (\text{Ligning 1})$$

J- Treghetsmoment [kgm^2]

ω_m - Rotor hastighet [mekaniske rad/s]

D_d - Dempe koeffisient [Nms]

τ_t - Turbinmoment [Nm]

τ_e - Elektromagnetisk moment [Nm]

$$\tau_t = \tau_e + D_d \omega_{sm} \quad (\text{Ligning 2})$$

Ved en linearisert modell av systemet kan forandringen i elektromagnetisk moment i synkronmaskinen etter en forstyrrelse uttrykkes ved ligning 3 [7]. $T_s \Delta \delta$ er delen av forandringen av momentet som er i fase med forandring i polhjulsinkelen, δ , og kalles synkroniseringsmoment. $T_D \Delta \omega$ er delen som er i fase med forandringen i rotorhastighet og kalles dempningsmoment.

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (\text{Ligning 3})$$

Mangel på synkroniseringsmoment fører til aperiodisk forandring i polhjulsinkelen og mangel på dempningsmoment fører til at amplituden på svingningene i polhjulsinkelen øker. Tap av synkronisme kan oppstå hvis manglende synkroniseringsmoment fører til jevn økning i polhjulsinkelen eller manglende dempningsmoment bidrar til økning i amplituden på svingningene i polhjulsinkelen [8].

Transient stabilitet blir presentert i avsnitt 2.1.1 og småsignal stabilitet i avsnitt 2.1.2.

2.1.1 Transient stabilitet

Transient stabilitet brukes om polhjulsinkelstabilitet ved større forstyrrelser. Systemet er transient stabilt hvis det finner et nytt stasjonært driftspunkt etter en stor forstyrrelse. Det er ofte et nytt likevektspunkt ulikt det opprinnelige, fordi større forstyrrelser ofte fører til en forandring i nettverkstopologien, det vil si at deler av systemet kobles ut. For eksempel utkobling av en linje med feil, en større last eller en produksjonsenhet.

I sammenheng med transient stabilitet er ofte fokuset på hvordan en feil på en linje påvirker synkrongeneratorenes synkronisme [7]. Ligning 4 beskriver elektrisk effekt avgitt fra generator i transient tilstand, og kalles ”classical model”. Den henvises til Machowski m fl. [6] for nærmere beskrivelse av ”classical modell”.

$$P_e = P_{E'}(\delta') \Big|_{x_d' \approx x_q'} \approx \frac{E'V_s}{x_d'} \sin \delta' \quad (\text{Ligning 4})$$

E' - Transiente magnetiseringsspenningen. Kalles ofte spenning bak transient reaktans.

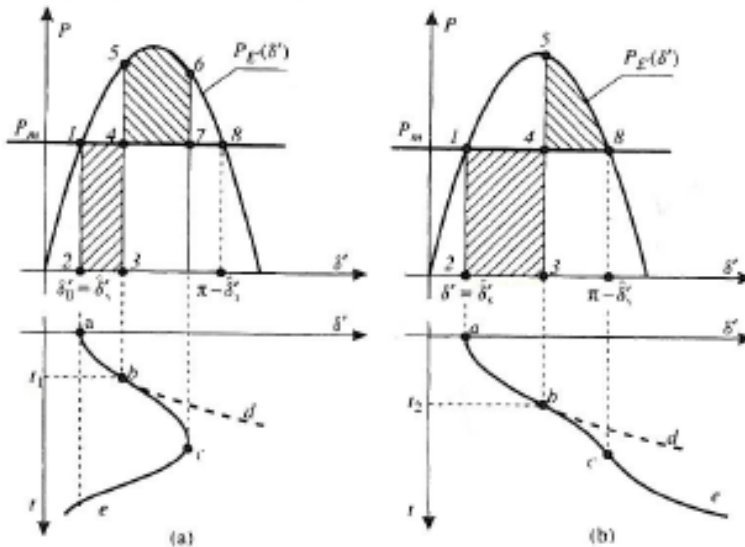
V_s - Spenningen til det stive nettet

x_d' - Transiente d- akse synkronreaktansen (sum av alle reaktanser mellom det stive nettet til og med synkrongenerator reaktans)

δ' - Transiente polhjulsinkelen mellom V_s og E'

Figur 3 illustrerer P_e som funksjon av den transiente polhjulsinkelen, δ' og den transiente polhjulsinkelen som funksjon av tiden. P_m er mekaniske effekt fra turbin og den regnes som konstant i denne analysen, da det tar tid før turbinregulatoren får justert pådraget på turbinen. Punkt 1 er driftspunktet til generatoren før en forstyrrelse og $P_e = P_m$. Ved en trefase til jord feil på en linje får ikke maskinen levert elektrisk effekt og driftspunktet flyttes til punkt 2. P_m er fortsatt konstant og rotor akselererer grunnet misforhold mellom aktiv og mekanisk effekt. Ved punkt 3 blir feilen koblet ut og polhjulsinkelen har i mellomtiden økt. Når feilen kobles fra ved punkt 3 flyttes maskinens driftspunkt til punkt 5. Området mellom 1-2-3-4 kalles akselerasjonsområdet og illustrerer kinetisk energi som maskinen har samlet. Ved punkt 5 er $P_e > P_m$ og rotor retarderer. Ved punkt 6 er akselerasjonsområdet og retardasjonsområdet (4-5-6-7) like store og rotor gjenfinner synkronfart. Polhjulsinkelen øker mellom punkt 5 og 6 på grunn av generatorens moment. Når rotor har gjenfunnet synkronisme vil polhjulsinkelen svinge tilbake til et nytt driftspunkt. I figur b er klareringstiden mye lenger enn i figur a. Det fører til at akselerasjonsområdet er større en tilgjengelig retardasjonsområde. Det kritiske punktet på kurven er punkt 8 der $P_e = P_m$. Forbi dette

punktet er $P_m > P_e$ og rotor vil oppleve et økt akselerasjonsmoment, polhjulsinkelen vil øke og maskinen går ut av synkronisme.



Figur 3: Akselerasjons- og retardasjonsareal for en synkrongenerator med sylindrisk rotor [6]

2.1.2 Småsignal stabilitet

Lineæranalyse kan benyttes til å analysere systemets respons i et lineært område rundt likevektspunktet og dette kalles småsignal stabilitet. Småsignal stabilitet kan kun brukes ved små forstyrrelser som små forandringer i last eller produksjon. Informasjon om småsignal stabilitet er hentet fra Kundur[8].

I generatorer uten spenningsregulatorer vil som regel manglende synkroniseringsmoment føre til ustabilitet. Men i synkronmaskiner med spenningsregulator vil som regel ustabilitet være forårsaket av manglende dempingsmoment.

Følgende svingninger, som kan oppstå som følge av manglende dempemoment, er av interesse:

- "Local modes" -svingninger oppstår når en eller noen få generatorer i et område svinger i forhold til resten av systemet.
 - "Local plant mode" -svingninger oppstår når polhjulsinkelen i en generator eller en kraftstasjon svinger mot resten av systemet og er det mest vanlige små signal problemet. Frekvensen på svingningene ligger i området 0.7- 2Hz.

- ”Intermachine mode” -svingninger oppstår når det er svingninger mellom rotorene fra noen generatorer som står nær hverandre. Frekvensen på svingningene ligger i området 0.7- 2 Hz.
- ”Interarea modes” -svingninger oppstår når en gruppe generatorer i et område svinger mot en gruppe generatorer i et annet område. Frekvensen på svingningene ligger i området 0.1- 0.7Hz.
- ”Control modes” -svingninger forbindes med dårlige innstilte regulatorer i generatorene eller andre typer reguleringer. For eksempel magnetiseringssystem og turbinregulator til synkrongeneratorer.
- ”Torsional modes” -svingninger forbindes med de roterende elementene i turbin-generator akslingssystem. Ustabilitet kan forårsakes av påvirkning av magnetiseringssystemets regulering, turbinregulator etc.

2.1.3 Lineæranalyse

Lineæranalyse benyttes for å studere et systems dynamiske respons rundt et likevektspunkt. Eigenverdiene til et linearisert system gir en kompakt beskrivelse av systemets dynamiske atferd [9]. Noen av eigenverdiene beskriver rotordynamikk rundt likevektspunktet. Ved å linearisere ligning 1 får en ligningene 5 og 6 som beskriver rotordynamikk rundt likevektspunktet[6]. Ved å også inkludere regulatormodeller kan en også studere virkning av regulatorer i systemet ved å analysere eigenverdiene. Viser til Kundur[8] og Bergen [10] for lineariserte modeller av reguleringssystemer.

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - P_D \quad (\text{Ligning 5})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega_m - \omega_s \quad (\text{Ligning 6})$$

P_m - Mekanisk effekt [W]

P_e - Elektrisk effekt [W]

P_D - Damping effekt [W]

M - Treghetskoeffisient

Det er vanlig å uttrykke vinkelmoment i rotor ved treghetskonstanten H [6].

Treghetskoeffisienten, M , som funksjon av H er gitt i ligning 7. Treghetskonstanten, H , er

definert som lagret kinetisk energi ved synkronhastighet dividert på maskinenes nominelle tilsynelatende effekt S_n , ligning 8. H angir hvor mange sekunder generatoren bruker på å forsyne elektrisk energi tilsvarende den lagrede kinetiske energien når den opererer ved S_n [6].

$$M = \frac{2HS_n}{\omega_m} \quad (\text{Ligning 7})$$

H - Tregghetskonstant [W/VAs]

S_n - Nominell tilsynelatende effekt [VA]

$$H = \frac{0.5J\omega_m^2}{S_n} \quad (\text{Ligning 8})$$

Henviser til Kundur[8] for en detaljert beskrivelse av egenverdier. Egenverdier med kun realdel beskriver en mode uten svingninger. Egenverdier med både realdel og imaginærdel kalles et komplekskonjugert par, ligning 9 og de beskriver en mode med svingninger.

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega_d \quad (\text{Ligning 9})$$

Realdelen σ [1/s] beskriver dempingen og systemet er småsignal stabilt hvis realdelen på alle egenverdiene i systemet er negativt. Hvis realdelen er positiv vil systemet ha en pol i høyre halvplan og systemet vil være ustasbilt. Imaginærdelen ω_d [rad/s] er den dempede naturlige frekvensen på svingningene. Tidskonstanten, T_d , på dempingen er gitt i ligning 10.

$$T_d = \frac{1}{\sigma} \quad (\text{Ligning 10})$$

SIMPOW har en rekke ulike lineæranalysefunksjoner som vil bli benyttet ved lineæranalyse av Snåsa distribusjonsnett i kapittel 5 og Breiava kraftverk i kapittel 6. Viser til manualen [9] for mer detaljert beskrivelse: 1

Beregning av egenverdier: SIMPOW beregner først egenverdiene ved hjelp av QR-metoden. Når en egenverdi er valgt benytter funksjonen "Improve/Find eigenvalue" for en mer nøyaktig beregning av egenverdien. "Improve/Find eigenvalue" funksjonen benytter metodene "Inverse iteration method", som er mer nøyaktig enn QR-metoden.

Modal analyse: brukes for å undersøke hvordan ulike generatorer påvirker en valgt egenverdi.

Sensitivitetsanalyse: Sensitivitetsanalyse benyttes for å undersøke hvilken påvirkning ulike komponenter i systemet har på de forskjellige egenverdiene. Det er to ulike funksjoner i SIMPOW.

- Funksjonen "show contribution" i "sensitivity overview" vinduet gir en oversikt over hvilke komponenter som har størst påvirkning på en valgt egenverdi. Tallverdien under de ulike komponentene angir hvor stor påvirkning den komponenten har på den valgte egenverdien [11].
- Funksjonen "Sensitivity" beregner hvor mye dempingen og frekvensen til en egenverdi vil forandre seg hvis en parameter (strøm, spenning etc.) for den valgte komponenten endrer seg med en enhet [11].

Data Scanning: kan brukes for å undersøke hvordan en valgt egenverdi blir påvirket av at en parameter forandres. Og en kan undersøke hvordan egenverdien beveger seg i det komplekse planet når parameteren forandrer verdi.

2.2 Spenningsstabilitet

Spenningsstabilitet brukes om kraftsystemets evne til å opprettholde spenningen på alle noder i systemet etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse[2].

Ulik fordeling mellom last og produksjon i systemet kan føre til lave eller høye spenninger i deler av systemet. I verste fall kan det føre til at vern kobler ut deler av systemet på grunn av for høye eller lave spenninger eller tap av last. Uttrykket spenningskollaps brukes når utfall av hendelser fører til ustabilitet i systemspenningene og fører til strømbrudd eller unormalt lave spenninger i deler av systemet [2].

I distribusjonsnett kan forandring i systemspenningen føre til dynamiske hendelser i distribusjonsnettet som [6]:

- Trinnkobler på transformator regulerer spenningen.
- Spenningsregulering fra DG enheter og reaktiv effekt kompensatorer.
- Lav systemspenning kan føre til forandring i last ved at asynkronmaskiner kobler ut.
- Operasjon av vern ved forlav spenning eller høy strøm.

3 Generatorer brukt i småkraft

En generator konverterer mekanisk energi fra turbinaksling til elektrisk energi. Det er to hovedtyper som er aktuelle i denne sammenhengen: synkrongenerator og asynkrongenerator. Asynkrongeneratorer har enklere design og er stort sett billigere enn synkrongeneratorer, men over 1MW velges stort sett synkrongenerator til småkraftverk. Trefase asynkrongenerator presenteres i avsnitt 3.1 og trefase synkrongenerator i avsnitt 3.2.

3.1 Asynkrongenerator

Ligninger og forklaring i dette avsnittet er hentet fra Hubert[12]. Trefasestrømmen i statorviklingene induserer et felt som roterer ved synkronhastighet (n_s). Hastigheten til det roterende feltet, n_s , er en funksjon av frekvensen til trefasekilden og antall poler i maskinen, gitt av ligning 11. Kraftsystemfrekvensen i Norge er på 50Hz. Sakking til maskinen i p.u kan gitt av ligning 12. Rotorhastighet, n_r , er bestemt av hastigheten på turbinakslingen.

$$n_s = \frac{120 * f_s}{P} \quad \text{(Ligning 11)}$$

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad \text{(Ligning 12)}$$

n_s - Synkronhastighet [r/min]

f_s - Systemfrekvens [Hz]

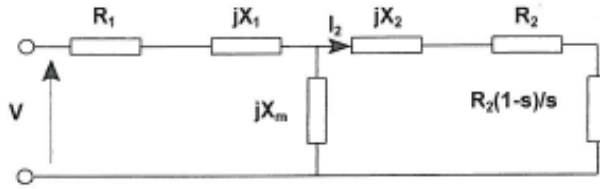
P- Antall poler i maskinen

s- sakking [p.u]

n_r - Rotorhastighet [r/min]

Sakking, s, er positiv i motordrift og negativ i generatordrift. Det vil si at hvis rotor roterer med en hastighet større enn synkronhastigheten vil effekt blir overført fra rotor til stator og maskinen leverer elektrisk effekt til nettet. I

Figur 4 er ekvivalentskjema for en asynkronmaskin i stasjonærtilstand. R_1 og R_2 er stator og rotor resistans. X_1 og X_2 er stator og rotor lekkreaktans. X_m er magnetiseringsreaktansen og sakkingen, s, er negativ i generatordrift.



Figur 4: Ekvivalentskjema for en asynkronmaskin i stasjonærtilstand [13]

Brutto mekanisk effekt i rotor er gitt av ligning 13. Luftgapseffekt per fase er gitt av ligning 14.

$$P_m = \frac{I_2^2 R_2 (1-s)}{s} \quad (\text{Ligning 13})$$

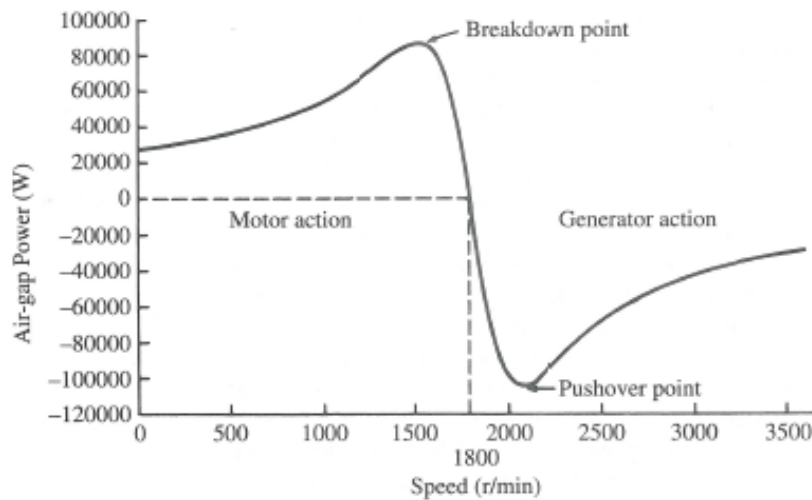
$$P_{\text{luftgap}} = \frac{I_2^2 R_2}{s} \quad (\text{Ligning 14})$$

P_m - Mekanisk effekt [W]

I_2 - Rotor strøm [A]

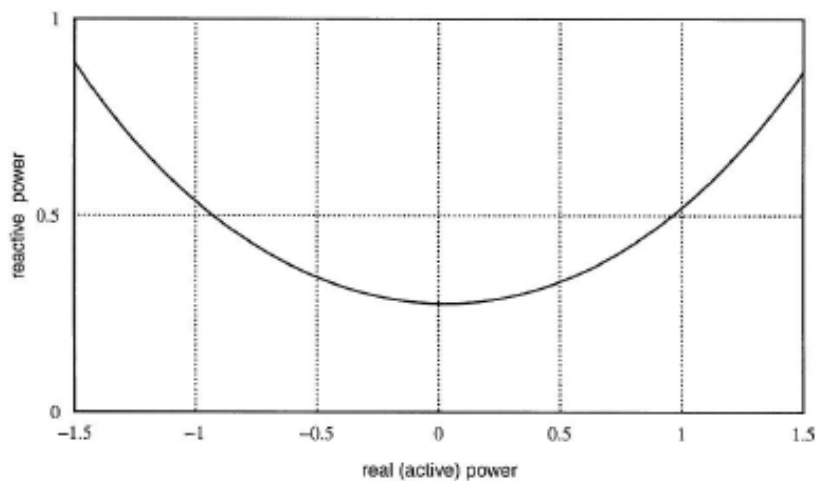
P_{luftgap} - Luftgapseffekt [W]

Figur 5 illustrerer luftgapseffekt som funksjon av rotor hastighet for motor og generatordrift. I figuren er synkronhastigheten lik 1800 r/min. I generatordrift er sakkingen negativ og luftgapseffekten er negativ. I generatordrift fører interaksjon mellom magnetiskfelt i stator og magnetiskfelt i rotor til at det blir produsert et moment motsatt av turbinmomentet. Når hastigheten øker, øker motmomentet helt til det når en maksimalverdi kalt "pushover point" i figuren. Hvis rotorhastighet fortsetter å øke vil luftgapseffekt synke. En reduksjon i motmomentet fører til mindre "last" på turbinakslingen. Dette fører til en hurtig økning i rotorhastighet og kan skade maskinen og turbinen. En generators driftspunkt ligger litt til høyre for synkronhastigheten, illustrert i Figur 5.



Figur 5: Luftgapseffekt som funksjon av rotorhastighet i en asynkronmaskin [12]

Figur 6 illustrerer Q-P karakteristikk for en asynkronmaskin. Q-P karakteristikken gir sammenheng mellom reaktiv effekt og aktiv effekt i maskinen. For eksempel når maskinen i figuren er ubelastet vil den trekke ca 0.3MVAR fra nettet. Forbruket av reaktiv effekt øker når produsert eller absorbert aktiv effekt øker. For eksempel når maskinen i figuren produserer 1MW vil den trekke 0.5MVAR. Det er ulike måter i bruk for å kompensere dette forbruket av reaktiv effekt. For eksempel kan statisk eller regulerbart kondensatoranlegg produserer deler av eller hele maskinenes reaktiv effekt forbruk.



Figur 6: Q-P karakteristikk for en 1MW asynkrongenerator [13].

Når en asynkrongenerator er koblet til et kraftnett vil spenning på generator klemmer og frekvens være gitt av kraftnettet. Det eneste som kan kontrolleres i maskinen er rotorhastighet. Rotorhastighet reguleres ved å endre pådrag på turbinen.

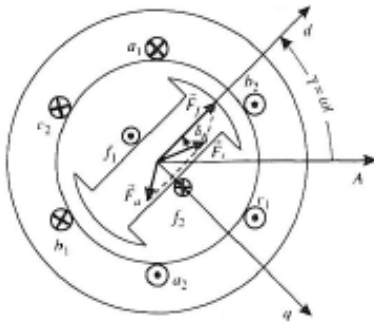
3.2 Synkrongenerator

Forklaring og ligninger er hentet fra Chapman[14] og det er utgangspunkt i en trefasemaskin. Rotor i en synkrongenerator blir drevet av en turbin. Generator opererer ved synkron hastighet og sammenhengen mellom systemfrekvensen og mekanisk rotorhastighet er gitt av ligning 15.

$$f_s = \frac{n_r P}{120} \quad (\text{Ligning 15})$$

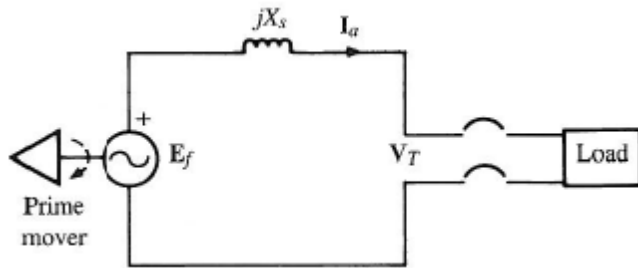
Magnetfeltet i rotor blir satt opp av et magnetiseringssystem som forsyner rotorviklingene med likestrøm. Magnetfeltet i rotor roterer med samme hastighet som rotor. Når magnetfeltet i rotor roterer blir det induisert et sett med trefase spenninger i statorviklingene og elektrisk effekt blir overført til nettet.

Rotor kan ha to ulike designer: med utpregende poler eller med sylindrisk rotor. For en maskin med sylindrisk rotor er reluktansen i luftgapet uniform. I en maskin med utpregede poler varierer reluktansen i luftgapet. Figur 7 illustrerer en topolet synkrongenerator med utpregede poler. Av figuren kan en se at reluktansen langs d-aksen er minst og reluktansen langs q-aksen er størst. d-aksen er hovedmagnetaksen til feltviklingen. I dette tilfellet ligger q-aksen 90 grader elektriske radianer bak d-aksen[6].



Figur 7: Synkrongenerator med utpregede poler[6]

Figur 8 viser et forenklet enlinjeskjema for en synkrongenerator med sylindrisk rotor. Viser til Kundur [2] og Machowski m fl.[6] for mer detaljerte modeller av synkronmaskinen. X_s i figuren er maskinenes synkronreaktans og vil videre i oppgaven få notasjonen X_d . E_f er magnetiseringsspenningen og V_T er generatorens terminalspenning. Videre i oppgaven vil V_T få notasjonen V_g . I_a er statorstrømmen. Ligning 16 gir sammenhengen mellom induisert magnetiseringsspenning E_f som funksjon av feltstrømmen i feltgenerator I_f og synkronfarten [12].



Figur 8: Enlinjeskjema og for en synkrongenerator med sylindrisk rotor [12]

$$E_f = n_s \Phi_f k_f = n_s \frac{N_f I_f}{\mathfrak{R}} k_f \quad (\text{Ligning 16})$$

E_f - Magnetiseringsspenning [V]

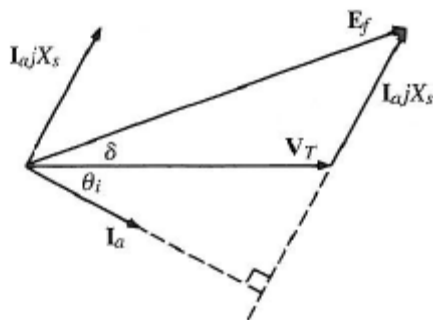
n_s - Synkronhastighet [r/min]

N_f - Antall omdreininger av metalltråd/pol

I_f - DC- feltstrøm i feltgenerator [A].

\mathfrak{R} - Reluktans i den magnetiske kretsen [At/Wb]

Viserdiagrammet for en synkronmaskin er i Figur 9. Fasevinkelen, θ , angir vinkelen mellom generatorens terminalspenning og statorstrøm. Og maskinens effektfaktor, PF, er $\text{PF} = \cos\theta$. Når I_a ligger bak V_g , som i viserdiagrammet, er maskinen overmagnetisert ("overexcited") og den produserer reaktiv effekt. Når I_a ligger foran V_g er maskinen undermagnetisert (underexcited) og den trekker reaktiv effekt. Når $\text{PF}=1$ verken trekker eller produserer generatoren reaktiv effekt. Maskinens fasevinkel er gitt av ligning 17.



Figur 9: Viserdiagram for en synkrongenerator [12]

$$\theta = \arctan \frac{Q}{P} \quad (\text{Ligning 17})$$

Når generatoren er koblet på til et kraftnett brukes ofte det stive nettet (swing bus) som referanse. Det vil si at referansespenningen blir nodespenningen til sving noden, V_s . Og fasevinkelen, θ , blir fasevinkelen mellom statorstrømmen i generatoren og referansespenningen. Den interne (internal) polhjulsinkelen, δ , er vinkelen mellom E_f og V_g . Og når generatoren kobles til et kraftnett vil V_s bli brukt som referanse og polhjulsinkelen blir da vinkelen mellom E_f og V_s . Og den kalles det den ytre (external) polhjulsinkelen.

Ligningene 18 og 19 uttrykker luftgapseffekten for henholdsvis en synkrongenerator med sylindrisk rotor og en synkrongenerator med utpregede poler.

$$P = \frac{E_f V_g}{X_d} \sin \delta \quad (\text{Ligning 18})$$

$$P = \frac{E_f V_g}{X_d} \sin \delta + \frac{V_g^2}{2} \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \sin 2\delta \quad (\text{Ligning 19})$$

P- Aktiv effekt [W]

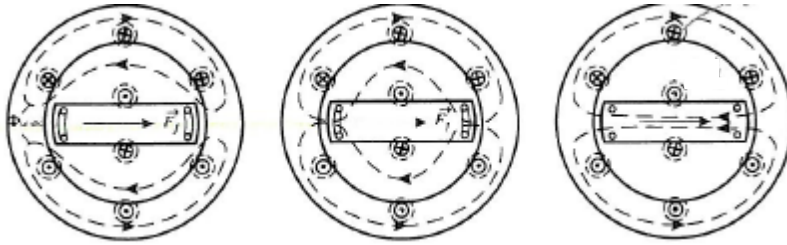
E_f - Magnetiseringsspenning [V]

δ - Polhjulsinkelen (Internal) [grader eller rad]

X_d - Synkronreaktansen langs d-aksen

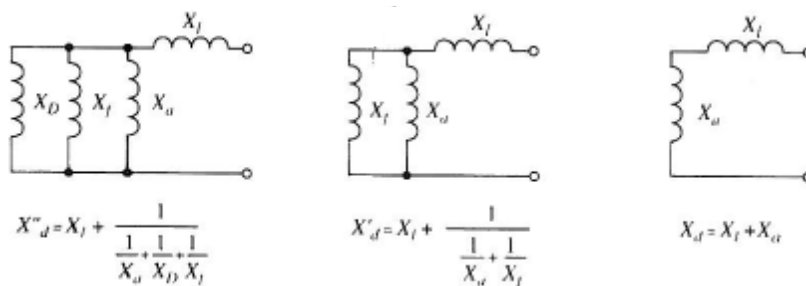
X_q - Synkronreaktansen langs q-aksen

Beskrivelse av reaktanser i synkronmaskinen og figurer er hentet fra Machowski m fl.[6]. Figur 10 illustrer synkrongenerator med to poler og veien statorfluksen velger etter en forstyrrelse. Rett etter en forstyrrelse vil induisert strøm i rotorfelt og demperviklingene tvinge statorfluksen til å gå rundt rotor, som illustrert i figurene til høyre. Denne tidsperioden kalles sub transient. I transient tilstand brukes energi i rotorviklingen grunnet rotorresistans og strømmen som prøver å holde rotorfluks konstant blir mindre. Resistansen i demperviklingen er størst, så det er denne strømmen som svekkes først og statorfluks trenger inn i yttersidene av rotor polene. Feltstrømmen avtar med tid og i stasjonær tilstand går statorfluksen gjennom hele rotor, da fluksen velger veien med lavest reluktans.



Figur 10: Veien til statorfluksen i en synkrongenerator ved sub transient (t.h), transient og stasjonær tilstand

Og i Figur 11 er kretsskjema for de ulike stadiene beskrevet ovenfor og utregning av ekvivalent reaktansen langs d-aksen for sub transient, transient og stasjonær tilstand. X_l er lekkreaktans i statorvinklingene, X_a er ankerreaksjon reaktans, X_D er reaktansen som samsvarer med fluks veien rundt dempevinklingene og X_f er reaktansen som samsvarer med fluks veien rundt feltvinklingene.



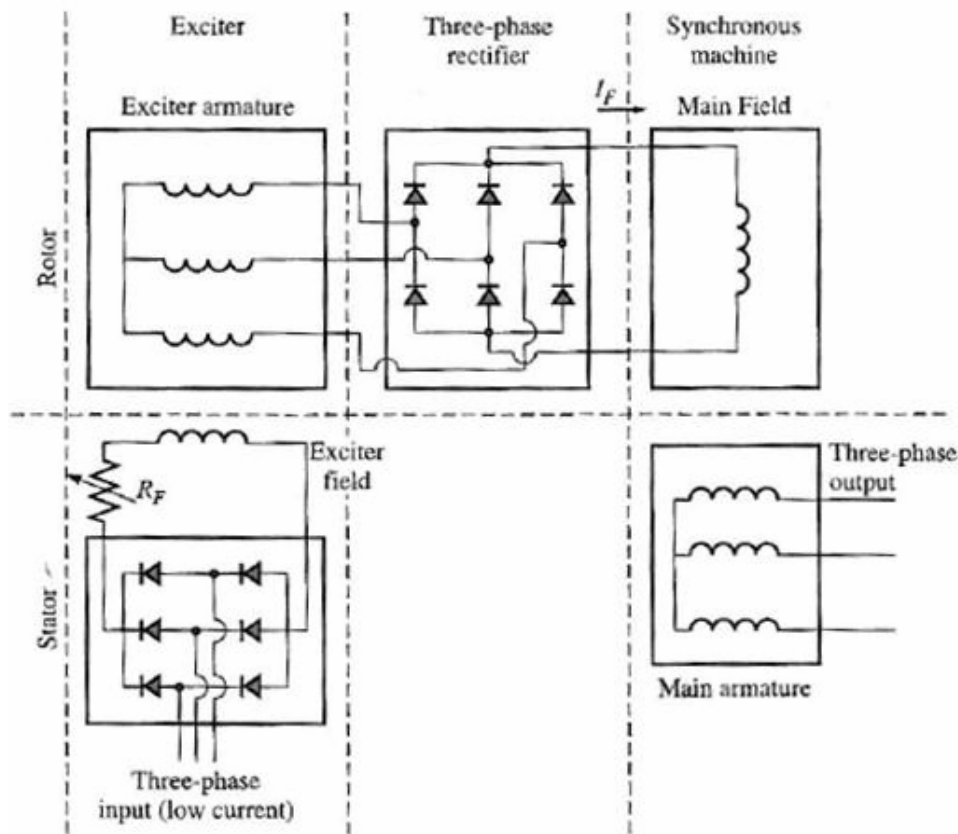
Figur 11: Ekvivalente reaktanser for en synkrongenerator ved sub transient (t.h), transient og stasjonær tilstand langs d-aksen.

Ved stasjonær tilstand vil X_q være tilnærmet lik X_d for en generator med sylindrisk rotor og $X_q < X_d$ i en generator med utpregede poler. I transient tilstand vil $X'_q > X'_d$ for sylindrisk rotor og $X'_q = X_q$ for en generator med utpregede poler. Ved sub transient tilstand vil $X''_q > X''_d$ for sylindrisk rotor og $X''_q \approx X''_d$ for en generator med utpregede poler og med "godt" designede dempeviklinger.

3.3 Magnetiseringssystem til synkrongenerator

Et magnetiseringssystem leverer likestrøm til feltviklingene i en synkrongenerator som setter opp et magnetfelt i rotor. De to mest brukte metodene er enten og tilfører likestrøm til rotor fra en ekstern DC kilde ved bruk av sleperinger og børster eller et roterende magnetiseringssystem som benytter en DC kilde festet på akslingen til synkrongeneratoren[14]. Børsteslitasje fører til at et magnetiseringssystem med børster krever mer vedlikehold enn et børsteløst. Et børsteløst roterende magnetiseringssystem benyttes på synkrongeneratorene i denne oppgaven. Da børsteløst magnetiseringssystem krever mye mindre vedlikehold og dette er fordelsaktig for mange småkrafteiere.

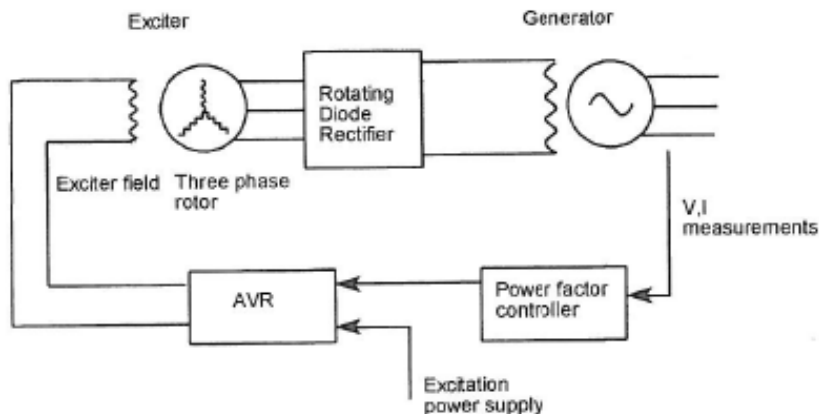
Figur 12 viser et børsteløst magnetiseringssystem for en synkrongenerator, der en mindre synkronmaskin (feltgenerator) benyttes for å levere likestrømfeltstrøm til rotor på hovedgenerator. Figur 12 og forklaring er hentet fra [14]. Feltviklinger, også kalt rotorviklinger i synkronmaskiner, brukes om viklingene der hovedmagnetfeltet til maskinen produseres. statorviklinger, også kalt statorviklinger i synkronmaskiner, brukes om viklinger der hovedspenningen induseres. Rotoren til feltgenerator er koblet på hovedgeneratorens stator og stator er koblet på hovedgeneratorens rotor. Den induserte statorstrømmen i feltgenerator konverteres til likestrøm, I_F , gjennom en likeretter. Magnetiseringsstrømmen, I_F , endres ved å justere trefasetilførselen til feltgeneratoren. En spenningsregulator brukes for å justere trefasetilførselen til feltgeneratoren og presenteres i neste avsnitt.



Figur 12: Børsteløst magnetiseringssystem hentet fra [14]

3.3.1 Spenningsregulator

Funksjonen til spenningsregulatoren til en synkronmaskin er å holde terminalspenningen på en forhåndsbestemt verdi eller etter en forhåndsbestemt plan, IEEE standard 421.1-2007[3]. Spenningsregulatoren justerer spenningen på generatorterminalene ved å endre på I_F som kan reguleres opp eller ned ved å regulere 3 fase tilførsel til feltgenerator. Figur 13 illustrerer en synkrongenerator med et børsteløst magnetiseringssystem og automatisk spenningsregulator (AVR).



Figur 13: Børsteløst magnetiseringssystem med automatisk spenningsregulator (AVR) [13]

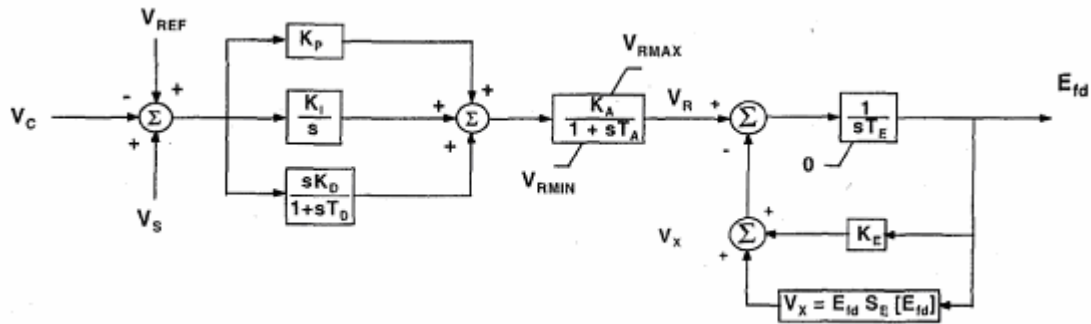
Dette avsnittet er skrevet på grunnlag av artikkelen "The Adverse Effects of Excitation System Var and power Factor Controllers"[15]. En spenningsregulator kan stilles inn på automatisk kontroll (AVR) eller manuell kontroll. I manuell kontroll holdes magnetiseringen konstant og kan endres manuelt av operatør. I automatisk kontroll jobber spenningsregulatoren for å holde generatorterminalspenning konstant ved å endre på magnetiseringen, med andre ord trefasetilførselen til feltgeneratoren. Ved et fall i generator terminalspenning vil AVR øke tilførselen av feltstrøm (I_F) til generatoren for å rette opp terminalspenningen. Denne økningen i magnetisering fører til en økning i generatorens utgående reaktive effekt. Det motsatte vil skje hvis terminalspenningen øker. Terminalspenningen styres av spenningen til systemet generatoren er koblet til.

Noen spenningsregulatorer har Var/PF- kontroll som en valgfri innstilling. En kan da velge om regulatoren skal styre etter en forhåndsbestemt verdi av reaktiv effekt eller effektfaktor. Denne type kontroll diskuteres i avsnitt 3.3.4.

En digital regulator i serien DECS (Digital Excitation Control System) fra Basler Electric skal benyttes til data simuleringer. Modellen "Basler DECS-100" ble valgt fordi den egner seg godt til å regulere et børsteløst magnetiseringssystem på

synkrongeneratorer opp til 5MW [16]. Og skal passe godt for DG enheter. Den har også Var/PF kontroll som valgfri funksjon.

Figur 14 viser et blokkdiagram, AC8B, foreslått av IEEE, som kan brukes på en Basler digital spenningsregulator anvendt på en børsteløs magnetiseringssystem for en synkrongenerator [17].



Figur 14: Blokkdiagram for roterende likeretter (alternator rectifier) magnetiseringssystem. TYPE AC8B (IEEE) [17].

Forklaring til funksjonene i PID- regulatoren er hentet fra publikasjonene [18,19]. Proporsjonalfunksjonen, med forsterkning KP, påvirker hastigheten på spenningsøkningen etter et avvik fra referansen. En endring i reguleringsløyfen forsterkes proporsjonalt med innstillingen av KP. Lav KP gir en tregere men mer stabil respons, stor KP gir et raskere system men det kan oppstå større svingninger [20]. Integralfunksjonen, med forsterkning KI, bidrar til null stasjonære avvik. Da den endres kontinuerlig til avviket fra stasjonær tilstand er lik null. Integralfunksjonen påvirker innsvingningstiden til generatorspenningen etter en spenningsforandring. Derivatfunksjonen, med forsterkning KD og tidskonstanten TD, produserer et utgående signal som avhenger av størrelsen på avviket fra referansen og som reagerer hurtig på endringer i avvik. Derivatfunksjonen påvirker hvor stort spenningsoversving som er tillatt etter en forstyrrelse.

3.3.2 Innstilling av parametere til magnetiseringssystemet

En riktig innstilling av magnetiseringssystemet kan bidra til å øke den transiente stabiliteten ved forstyrrelser. En riktig innstilling kan bidra til begrenset spenningsoversving etter en feil og forhindre tripping av vern [18]. Et raskt magnetiseringssystem vil etter en feil bidra til at systemspenningen holdes oppe og med positiv demping av svingninger i systemet [18].

I publikasjonene ”Excitation Control of the Synchronous Generator” [18] og ”Tuning a PID Controller for a Digital Excitation Control System” [19] presenteres PID-regulatorens funksjoner og innstilling av PID-regulatoren. Viser til artikkel [19] for en mer detaljert fremgangsmåte for å stille inn den digitale regulatoren ved bruk av ”pole placement method” og ”cancellation approach”. Artikkel [18] presenter hvordan en kan teste spenningsregulator med generator og gjennomfører eksempler ved bruk av sprangresponstest og frekvensresponstest.

Med Basler spenningsregulatorer følger det med programvare som beregner forsterkninger til PID-regulatoren på grunnlag av feltgeneratorens tidskonstant og generatorens tidskonstant (T_E, T'_{D0}). Programvaren foreslår verdier på KP, KI og KD. I avsnitt 4.3.4 skal magnetiseringssystemet testes sammen med to forskjellige synkrongeneratorer ved bruk av sprangresponstest.

Der generatoren har en stor tidskonstant i hovedfeltet kan det være behov for å legge til en ekstra dempefaktor som kan bidra til å gjøre feltspenningen mer dempet (stabil). Dette kan gjøres ved å endre tidskonstanten TD til en verdi mellom 0.01s og 0.08s [19]. Filteret bidrar til å redusere støy i felt spenningen.

3.3.3 Valg av parameterinnstilling til magnetiseringssystem AC8B

Foreslåtte data for AC8B er hentet fra IEEE [17,21]. Forsterkningsparametrene i PID-regulatoren KP, KI og KD og tidskonstanten TD må justeres og tilpasses hver enkelt generator for å oppnå best drift [22]. Spenningsregulatorens forsterkning KA og tidskonstant, TA, er ofte satt til henholdsvis 1p.u og 0 sekunder. Feltgeneratoren er representert som et førsteordens lineært system med tidskonstanten TE [23]. Blokkene

$$\frac{1}{sT_E} \text{ og } K_E \text{ kan skrives som til } \frac{1}{K_E + sT_E} [24].$$

Metningsfunksjonen SE er inkludert for å ta hensyn til metning i feltgeneratoren. En typisk verdi for TE i mindre generatorer er 0,5s. KE er foreslått satt til 1p.u[21]. Metning karakteristikken til feltgeneratoren, SE, vil avhenge av størrelsen etc. på feltgeneratoren. I IEEE publikasjonene [17,21] er data for metningsfunksjonen svært ulike og det ble derfor valgt å beregne denne metningsfunksjonen fra data om et kjent magnetiseringssystem. Dette har blitt gjennomført i avsnitt 4.1.2. I

Tabell 1 er en komplett oversikt over data fra publikasjonene [17,21] og data som vil bli brukt på spenningsregulatorene til synkrongeneratorene i oppgaven.

Tabell 1: Parametere og variabler til datamodellen AC8B

Parametere og variabler til datamodellen AC8B		enhet	IEEE[19]	IEEE[15]	DG1 ¹ (4,6MVA)	DG4 ¹ (1,6MVA)
<i>Spenningsregulator</i>						
KP	Proporsjonal forsterkning	[p.u]	80	170	160	150
KI	Integral forsterkning	[p.u]	5	130	150	145
KD	Derivat forsterkning	[p.u]	10	60	25	24
TD	Derivattiden	[s]	0,1	0,03	0.01-0.08	0.01-0.08
KA	Forsterkning spenningsregulator	[p.u]		1	1	1
TA	Tidskonstant spenningsregulator	[p.u]		0	0	0
VRMAX	Maksimal utgåendespenning fra spenningsregulator	[p.u]	35	10	10	10
VRMIN	Minimum utgåendespenning fra spenningsregulator	[p.u]	0	0	0	0
VR	Feltspenning feltgenerator					
Vref	Referansespenning til Spenningsregulator					
<i>Feltgenerator</i>						
KE	Feltgenerator konstant relatert til selvmagnetisert felt	[p.u]	1	1	1	1
TE	Tidskonstant feltgenerator	[s]	1,2	1	0,5	0,5
SE(Efd1)	Verdi på metningsfunksjon ved UF1	[p.u]	0,3	1,36	1,346	1,346
Efd1 (75%)	75% av feltgenerators maksimale utgåendespenning	[p.u]	6,5	3,38	2,222	2,222
SE(Efd2)	Verdi på metningsfunksjon ved UF2	[p.u]	3	1,5	1,900	1,900
Efd2 (100%)	Feltgenerators maksimale utgåendespenning	[p.u]	9	4,5	2,962	2,962
VC	Måltspenning (generator klemmer)					
VS	Utgående signal fra Var/PF kontroller (Vvar eller VPF)					

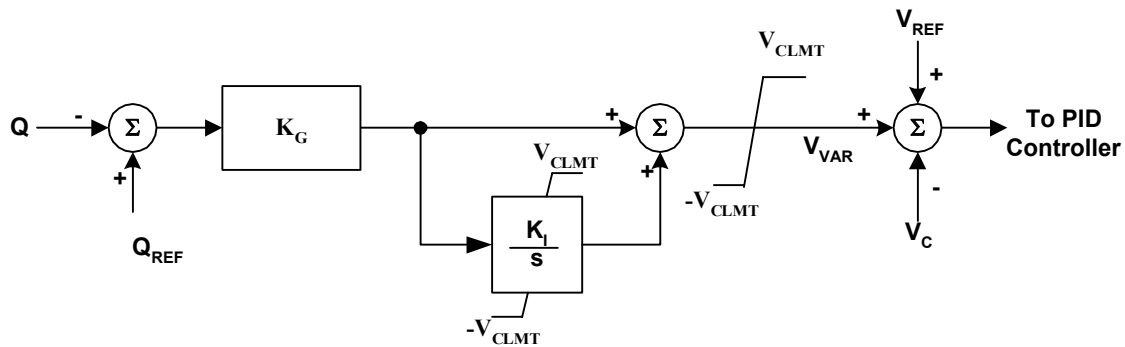
¹ PID- parametere er beregnet i avsnitt 4.3.4

3.3.4 VAR/PF kontroll

Flere digitale spenningsregulatorer kan stilles inn på VAr eller effekt faktor kontroll. Regulatoren DECS 100, fra Basler, har også denne muligheten.

En VAr kontroller sin funksjon er å holde synkronmaskinens reaktive effekt lik en forhåndsbestemtverdi i stasjonær tilstand ved å forandre regulatorens set point, IEEE standard 421.1-2007[3].

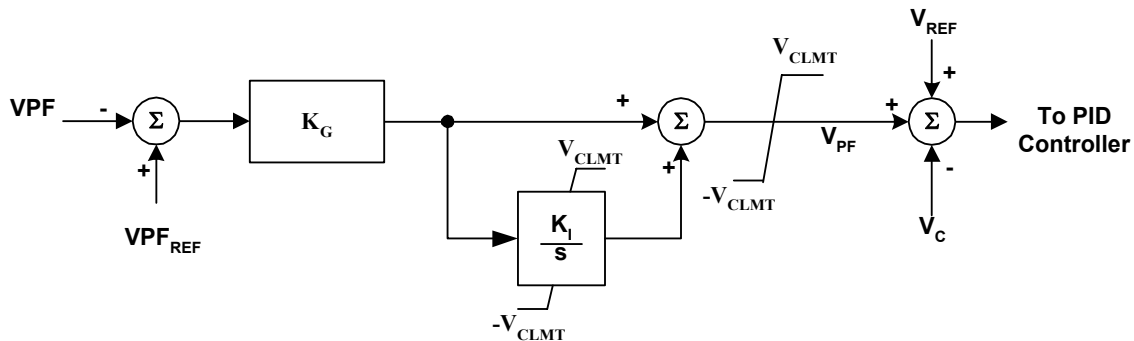
Figur 15 viser blokkdiagram for en VAr kontroller av type 2, foreslått av IEEE. Qref er referanseverdien kontrolleren jobber for å holde. Q er den reaktive effekten målt i systemet. Q kan for eksempel måles på generatorklemmer eller i en valgt linje. Utgangssignalet fra VAr kontrolleren V_{var} og målt terminalspenning (VC) bidrar til å endre spenningsregulatoren forhåndsbestemte verdi, heretter kalt settpunkt, i summeringspunktet.



Figur 15: Blokkdiagram for VAr kontroll type 2 [21]

En PF kontroller, også kalt $\cos\phi$ kontroller, sin funksjon er å holde synkronmaskinens effektfaktor lik en forhåndsbestemt verdi i stasjonær tilstand ved å forandre spenningsregulatorens settpunkt, IEEE standard 421.1-2007[3].

Figur 16 viser blokk diagram for en PF kontroller av type 2, IEEE. V_{PF_REF} er den forhåndsinnstilte effektfaktorene kontrollere skal styre etter. VPF kan for eksempel måles på generatorklemmer eller i en valgt linje. Utgangssignalet V_{PF} bidrar til å endre regulatorens settpunkt i summeringspunktet.



Figur 16: Blokk diagram for pf kontroll type 2 [21]

Forklaring av VAr /PF av type 2 kontroller er hentet fra IEEE [21]. VAr og PF kontrollerne fungerer likt, men de styrer etter ulike referanse og input verdi. VAr /PF kontroller av type 2 blir den ytterste sløyfen av et to sløyfesystem. VAr /PF kontroller fungerer som en sakte PI- regulator og den innerste sløyfen, spenningsregulatoren, fungerer som en rask PID- regulator. Dette bidrar til rask forandring i magnetiseringsnivå,

for å opprettholde generators klemmespenning, ved en forstyrrelse og en justering av VAR eller PF ved langsomme forandringer i system spenningen [25].

Utgangsspenningen fra kontrolleren, V_{VAR} og V_{PF} , tilsvarer VC i blokkdiagrammet for spenningsregulatoren i Figur 14. Ved overmagnetisering eller undermagnetisering blir integralfunksjonen koblet ut. Grense V_{CLMT} er satt på utgangsspenning, V_{VAR} og V_{PF} , fra kontroller. Det benyttes ikke tidsforsinkelse i VAR /PF kontrolleren, så responstiden blir bestemt av forsterkningene KP og KI.

Tabell 2 inneholder oversikt over parametere og variabler til datamodellene av VAR og PF kontroller. Data for modellene er hentet fra IEEE standarden 421.5-2005 [21].

Tabell 2: Parametere og variabler til datamodell av VAR og PF kontroller.

Parametere og variabler til datamodell av VAR og PF kontroller		enhet	IEEE[11]
<i>PF- kontroller</i>			
KG	Proposjonal forsterkning	[p.u]	1
KI	Integral forsterkning	[p.u]	1
VCLMT	Maks utsignal fra PF kontroller	[p.u]	0,1
-VCLMT	Minimum utsignal fra PF kontroller	[p.u]	-0,1
VPF	Målt lastfaktor (PF)		
VPFref	Lastfaktor referanse		
Vpf	Utsignal fra PF kontroller		
<i>VAR- kontroller</i>			
KG	Proposjonal forsterkning	[p.u]	1
KI	Integral forsterkning	[p.u]	1
VCLMT	Maks utsignal fra VAR kontroller	[p.u]	0,1
-VCLMT	Minimum utsignal fra VAR kontroller	[p.u]	-0,1
Q	Målt reaktiv effekt		
Qref	Reaktiv effekt referanse		
Vvar	Utsignal fra VAR kontroller		

3.3.5 AVR eller VAR/PF kontroll?

Om en generator skal ha spenningsregulering eller VAR/PF regulering avhenger av størrelsen på generatoren og generatorens rolle i systemet. Det skilles mellom generatorer som er med på å støtte opp om systemspenningen eller generatorer som følger systemspenningen, IEEE publikasjon[21]. Der generatorene bidrar til å støtte opp om systemspenningen må spenningsregulering, AVR, benyttes. Og bruk av VAR/PF kontroll vil ikke være passende. Bruk av VAR/PF kontroll kan vurderes der maskinene følger variasjoner i systemspenningen. Denne kategorien omfatter vanligvis små synkronmaskiner som er knyttet til nett med lavere spenning (<69kV), der systemspenningen er regulert av netteier ved bruk av trinnkobler på transformatorer eller

andre spenningsregulerende anordninger som kondensatoranlegg [25]. Distribusjonsnett ble ofte bygd uten tanke på distribuert produksjon. I distribusjonsnettet reguleres gjerne systemspenningen av trinnkoblere på hoved- transformator. I tilfeller med mindre synkrongeneratorer koblet til distribusjonsnettet kan det oppstå konflikt mellom spenningsregulatoren på synkronmaskinen og trinnkobleren på hovedtransformatoren. Trinnkobler har lenger reaksjonstid enn spenningsregulatoren på en synkronmaskin og det kan oppstå pendlinger mellom maskin og transformator.

I tilfeller der det oppstår konflikt mellom trinnkobler og spenningsregulator kan en løsning være å bruke VAr/PF kontroll på spenningsregulatoren til synkrongeneratoren.

I diskusjonsdelen som fulgte artikkelen ” The Adverse Effects of Excitation System VAr and power Factor Controllers” [15] ble det gjort klart at manuell kontroll (konstant I_F) kun bør være en ”back up” modus. En fast feltspenning kan føre til manglende synkroniseringsmoment og ustabilitet[2].

Ved installasjon av småkraftverk velges ofte nominell generatorytelse nær nominell turbinytelse. Synkrongeneratoren vil da i liten grad være i stand til å produsere/absorbere reaktiv effekt. Og generatoren vil i liten grad kunne bidra med å regulere systemspenningen. Da er VAr/PF kontroll et naturlig valg og da settes gjerne referansen i VAr/PF kontroller lik $PF=1$ eller $Q=0$. I Storbritannia bidrar DG i liten grad til spenningsregulering i distribusjonsnettet og ofte velges det å kjøre generatorene nær $PF=1$ for å unngå kostnader for reaktiv effekt forbruk og minimalisere tap [13].

3.3.6 Turbinregulator

Det er valgt å benytte synkrongeneratorer uten turbinregulator i analysene. Ledeapparat er en dyr anordning og ofte går småkraftverk med kontinuerlig pådrag. I småkraftverk der turbinregulator ikke er installert vil generator produsere kontinuerlig etter det pådraget (MW) turbinen er stilt inn på. Endringer i pådrag må gjøres manuelt i stasjonen.

I småkraftverk med Francis turbin kan trykkpendlinger i vannvei føre til endring i rotorhastighet og dermed effektpendlinger. En turbinregulator ville ha registrert hastighetsendring som følge av trykkpendlinger i vannveien og regulert etter det. I småkraftverk med Pelton turbin vil ikke trykkpendlinger i vannvei påvirke generatoren.

4 Datamodeller og parametervalg av komponentene

4.1 Synkrongenerator

4.1.1 Magnetiseringskurve

Magnetiseringskurve for generatoren beskriver klemmespenning (U) som funksjon av feltstrømmen (I_f). I en "ideell" maskin vil kurven være lineær. Grunnet magnetisering vil kurven flate ut når I_f øker. AC maskiner sitt driftspunkt er i øvre del av det lineære området og i begynnelsen av "kneet"[12].

Metningsdata for generatorene DG 4.6MVA og DG 1.6MVA som skal brukes i simuleringene ikke er kjent. Datablad for generatorene er i vedlegg A.1 og A.3. For å finne brukbare verdier for metningsparametrene i SIMPOW ble det bestemt å bruke SIMPOW til å plote metningskurven. Et sett med SIMPOW filer laget av Toftevaag [26] ble brukt. Feltspenningen ble økt lineært i et tidsrom på 1000s. Fra feltspenning lik ca 20% av maskinens merkespenning til en feltspenning lik ca 240% av maskinens merkespenning.

I SIMPOW kan en angi to metningsfaktorer for luftgapfluksen [11]. Parametrene SE1D og SE2D beskriver metningsfaktorene for luftgapfluksen i d-aksen. V1D og V2D er luftgapfluksen langs d-aksen der metningsfaktoren er gitt. Standardverdier for V1D og V2D i SIMPOW er 1 og 1.2. SE1D og SE2D ble valg til henholdsvis 0.1 og 0.3.

Figur 17 viser klemmespenning U [p.u] som funksjon av feltstrømmen I_f [p.u] for generator DG 4.6MVA og DG 1.6MVA. Driftspunktet U for begge generatorene ligger på begynnelsen av "kneet" og dette er et akseptabelt driftspunkt for en synkrongenerator.

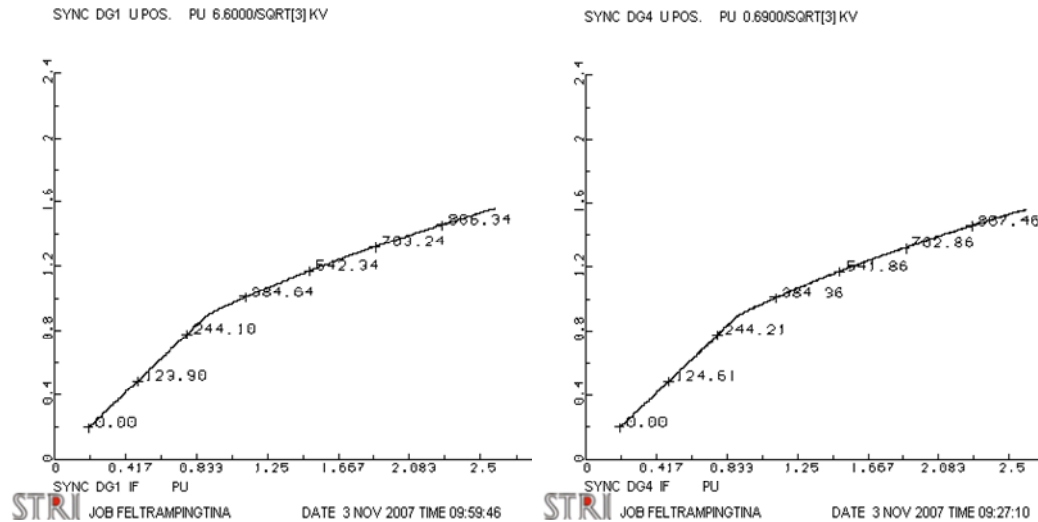


Figure 17: Magnetiseringsskruer for generator DG 4.6MVA (DG1) og DG 1.6MVA (DG2)

4.1.2 Metning i feltgenerator

Metningsfunksjonen, S_E , til feltgeneratoren kan defineres som [27]:

”En multiplikator i p.u av feltgenerators utgående spenning som representerer økningen i krav til magnetisering i feltgeneratoren som følge av metning”.

Figur 20 viser metningskarakteristikken for en feltgenerator der feltgenerators utgangsspenning (E_{fd}) er en funksjon av feltgenerator feltsstrøm (I_f) og er hentet fra [27]. Den illustrerer luftgap linjen og metning i feltgeneratoren når den er ubelastet og når den er belastet med en konstant last.

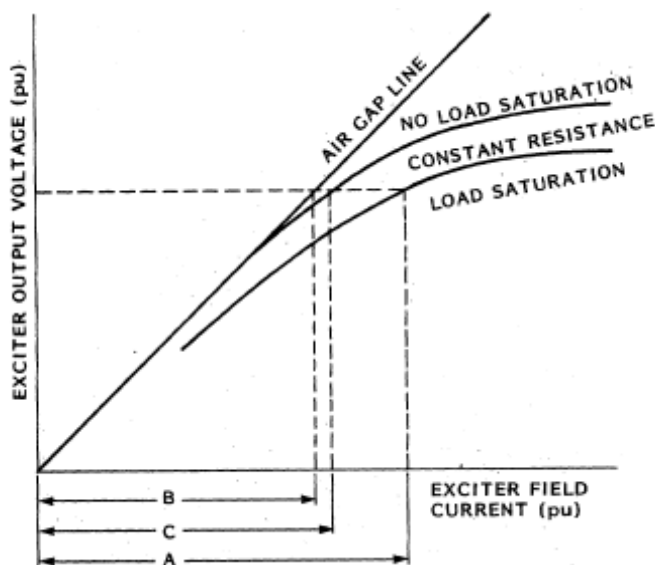


Figure 18: Metningskarakteristikk for feltgenerator [27]

Metningsfunksjonen, S_E , for en gitt E_{fd} , kan beregnes ved bruk av parametrene A, B og C. A er definert som nødvendig I_f for å kunne produsert E_{fd} på konstant motstand-kurven [27]. B gjelder for luftgaplinjen og C for tomgangskurven. Definisjonen på S_E er gitt i ligning 21.

$$S_E = \frac{A - B}{B} \quad (\text{Ligning 20})$$

I utgangspunktet skal S_E for en roterende feltgenerator (Alternator-Rectifier exciter) bruke tomgangskurven (C i stede for B), da modellen har tatt høyde for virkninger av feltgeneratorens regulering ved å inkludere synkronreaktans og kommuteringsreaktans i modellen [27]. Modellen som er valgt å bruke i denne oppgaven (presentert i avsnitt 3.3.1) inkluderer ikke disse parameterne. Og ved beregning av metningsfunksjonen det måles på luftgaplinjen. Viser til IEEE rapport [21] for presentasjon av en mer avansert modell som inkluderer virkninger av feltgeneratorens synkronreaktans og kommuteringsreaktans. Ligning 22, fra [23], gir restriksjon på forholdet mellom maksimum utgående feltgeneratorspenning $E_{fd,max}$ og maksimum regulatorspenning $V_{r,max}$ uttrykt ved metningsfunksjonen, S_E , og K_E .

$$E_{fd,max,p.u} * (K_E + S_{E_{1p.u}}) = V_{r,max,p.u} \quad (\text{Ligning 21})$$

4.1.3 Beregning av metningsfunksjonen S_E

Fabrikanten Alconza-Berango, S.L har bidratt med en metningskarakteristikk for en feltgenerator som kan benyttes på synkronmaskinen DG 1.6MVA. Metningskarakteristikk er i vedlegg A.4 og datablad for synkronmaskinen i vedlegg A.3. Prosedyren som følges for beregning av parameterne A og B er hentet fra SINTEF rapport [28].

I databladet til generatoren under ”excitation data” oppgis feltspenning (133V) og feltstrøm (58A) for generator. Feltgeneratorens utgående feltspenning (E_{fd}) og feltstrøm (I_f) må være i p.u verdier med generator feltspenning og feltstrøm som base verdier[27].

Tabellen i vedlegg B gir oversikt over data og ligninger som er brukt for å beregne metningsfunksjonen ut ifra metningskarakteristikken til en bestemt feltgenerator. I metningskarakteristikken i vedlegg B er det tegnet inn hvor A, B og baseverdi for feltstrøm leses av. Tabell 3 viser metningsfunksjonen til feltgeneratoren beregnet i vedlegg B. Disse verdien vil bli brukt på begge synkrongeneratorene som skal benyttes i simuleringene.

Tabell 3: Metningsfunksjon SE til feltgeneratoren beregnet i vedlegg B

	$E_{fd}[p.u.]$	SE
Maksimal feltspenning	2,926	1,900
75% av maksimal feltspenning	2,222	1,346

4.1.4 Beregning av treghetskonstant H

I datablad A.1 for synkrongenerator DG 4.6MVA er det oppgitt følgende opplysninger:

$$J=600\text{kgm}^2$$

$$\Omega = 1000\text{rpm}$$

$$S_n=4.6\text{MVA}$$

Rotorhastighet på 1000rpm og kan regnes om til mekaniske radianer per sekund:

$$\omega_m = \Omega * \frac{2\pi}{60} = 1000 * \frac{2\pi}{60} = 104.72 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

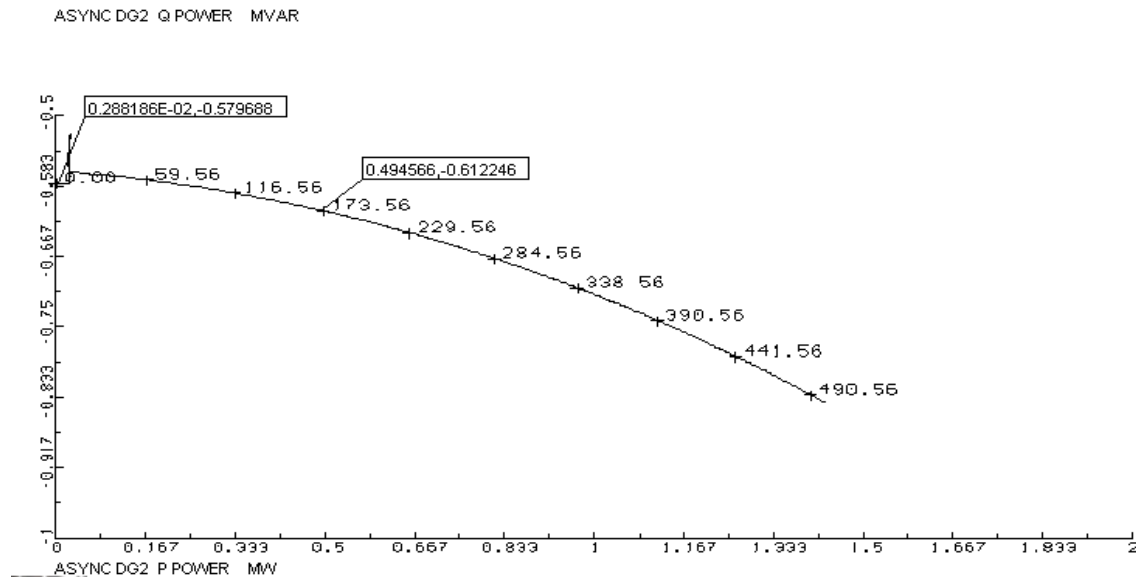
Treghetskonstanten, H, til en maskin er gitt av ligning 8:

$$H = \frac{0.5J\omega_m^2}{S_n} = \frac{0.5 * 600 * 104.72^2 * 10^{-6}}{4.6} = 0.715 \frac{\text{MWs}}{\text{MVA}}$$

Dette er en relativt lav treghetskonstant og på synkrongeneratorer kan H variere fra 0.5 til 3s.

Treghetskonstanten for synkronmaskinen DG 1.6MVA, som skal benyttes i Snåsa distribusjonsnett, er ukjent og det velges å sette den lik 1s.

4.2 Asynkrongenerator



Figur 19: Q-P karakteristikk en for asynkronmaskin

Figur 19 viser Q-P karakteristikken for asynkronmaskinen som skal benyttes i Snåsa casen. Maskinen er i oppgaven satt til å produsere 0.5MW. Ved 0.5MW vil maskinen trekke ca 0.61MVar. I tomgang trekker maskinen ca 0.58MVar.

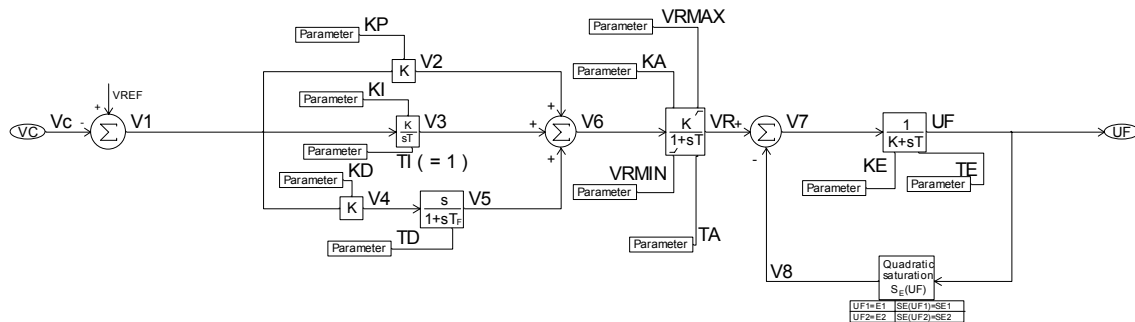
4.3 Data modell av spenningsregulator og VAr/PF kontroller

SIMPOW har en del innebygde spenningsregulatorer, men ingen med reaktiv effekt eller effektfaktor kontroll. Det ble derfor valgt å etablere en enkel spenningsregulator som en del av arbeidet med masteroppgaven, presentert i kapittel 3.3, med mulighet for VAr/PF kontroll. SIMPOW har utviklet *DSL code generator* som generer dsl (dynamic simulation language) kode basert på blokkdiagram av regulatoren. Henviser til SIMPOW manualen [24] for beskrivelse av ulike funksjoner og prosedyre for etablering av blokkdiagram og generering av dsl kode. Blokkdiagrammet av regulatoren tegnes i programmet HiDraw som følger med SIMPOW. Spenningsregulator både med og uten VAr eller PF kontroll ble tegnet i HiDraw med utgangspunkt i blokkdiagrammene for regulatorene.

Kodene som ble generert i *DSL code generator* virket ikke optimalt og måtte endres litt manuelt. SIMPOW teamet i Sverige har bidratt med flere tips til endringer i dsl kodene for å få kodene til å kjøre korrekt. Alle endringer som er gjort er markert med utropstegn (!) i koden. Dsl kodene for alle tre regulatorene er samlet i vedlegg D.

4.3.1 EXCITERAC8B

I Figur 20 er blokkdiagrammet for EXCITERAC8B vist. En større versjon er vist i vedlegg C.1. Denne spenningsregulatoren uten ekstra PI- sløyfe skal brukes som utgangspunkt for de to andre regulatorene. Koden som ble generert i ”DSL code generator” har navnet EXCITERAC8B. Denne finnes i vedlegg D.



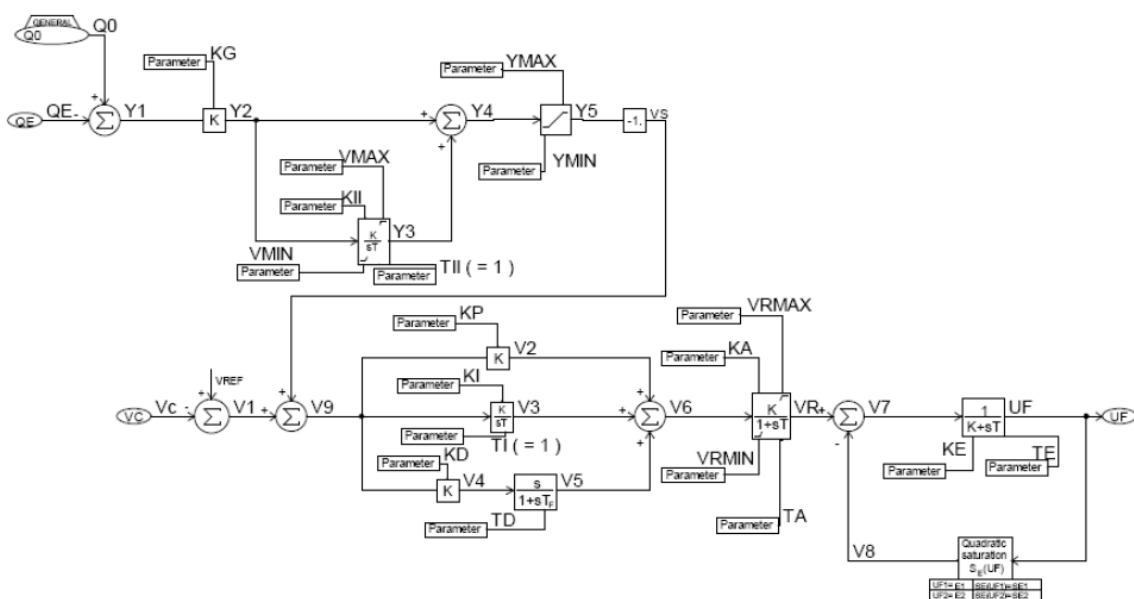
Figur 20: Blokkdiagram av EXCITERAC8B tegnet i HiDraw

Endringer i dsl koden:

Det viste seg at SIMPOW trengte ”hjelp” til å få initialisert regulatoren. Det ble gjort ved å sette $UF=UF_0$ ved $START_0$. Det vil si at UF_0 blir satt lik verdien av feltspenningen i generatoren beregnet i OPTPOW.

4.3.2 EXCITERQE

En spenningsregulator med VAr kontroller ble utviklet som del av arbeidet med masteroppgaven. Blokkdiagram for spenningsregulatoren med VAr kontroll, som har fått navnet *EXCITERQE*, er vist i Figur 20. En større versjon av blokkdiagrammet er i vedlegg C.2. I SIMPOW manualen [24] står det at utsignalet fra PI- sløyfen, VS, har motsatt fortegn av det som er vanlig og må endres. Y5 multipliseres derfor med -1 for å endre fortegnet til utsignalet VS.



Referanseverdien for VAR sløyfen, Q0, hentes fra OPTPOW. Denne verdien fra OPTPOW blir referanseverdien til VAR sløyfen og det er denne den ”styrer” etter i dynamiske simuleringer. En kort målelinje mellom generatoren og generatortransformatoren leser reaktiv effekt, QE, som flyter ut av generator noden GEN. Figur 22 illustrerer en kort målelinje mellom node GEN1 og GEN11. Generator DG1 er koblet på node GEN1. I SIMPOW er avgitt effekt fra generator positivt. I figuren produserer DG1 4.2MW og trekker -0.32MVar. I målelinjen på GEN1 siden får P og Q motsatt fortegn negativ P og positiv Q. Det vil si at i EXCITERQE ville referansen til PI sløyfen, Q0, i dette tilfelle blitt 0.32MVar.

Endringer i dsl koden:

Det ble ikke brukt en innebygd referansefunksjon for Q_{ref} (Q_0). Q_0 ble derfor tatt bort fra prosessargumentet og definert som en konstant.

Ved START00 defineres følgende:

Q0=QE
UF=UF0
REF=1.
Y3=0.

Referansen, Q0, som regulatoren skal bruke for reaktiv effekt og ”styre” etter hentes fra OPTPOW. Ved å sette Q0=QE, får Q0 verdien på reaktiveffekt som flyter i målelinjen fra generatoren og generatortransformatoren i OPTPOW. REF(Vref) settes lik 1 og Y=0 for å hjelpe SIMPOW med å initialisere regulatoren.

DSL code generator snudde om på grensene til integratoren i VAr sløyfen. Årsaken til dette har vi ikke fått forklaring på. Dette ble gjort to ulike steder i koden. Det ble endret til riktig maksimum og minimum grenser manuelt. Viser til dsl koden i vedlegg D for konkrete endringer som er foretatt i dsl koden.

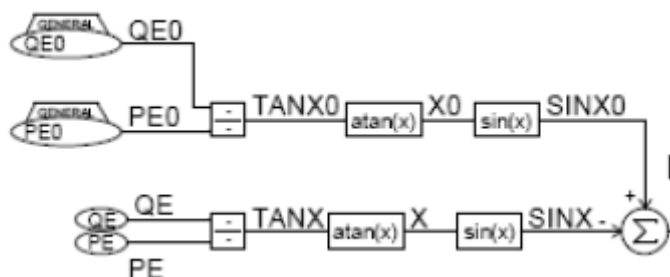
4.3.3 EXCITERSIN

Spenningsregulatoren med effektfaktor kontroll har fått navnet *EXCITERSIN* og blokkdiagrammet er vist i vedlegg C.3. Det ble valgt å bruke $\sin\theta$ istedenfor $\cos\theta$. Grunnen til det er at sinus til en vinkel tar hensyn til fortegnet til vinkelen. Det vil si at det skiller mellom om maskinen produserer eller absorberer reaktiv effekt. Forholdet mellom P og Q blir det samme enten en bruker $\sin\theta$ eller $\cos\theta$. Det ble valgt å beregne $\sin\theta$ ut ifra aktiv og reaktiv effekt som måles i en kort målelinje mellom generatoren og generatortransformatoren. Samme prinsipp som ble brukt i *EXCITERQE* og henviser til avsnitt 4.3.2 for beskrivelse av målelinjen.

Figur 23 viser et utsnitt av blokkdiagrammet til *EXCITERSIN*. Definisjon på tilsynelatende effekt er i ligning 23. Vinkelen X blir beregnet ut ifra ligning 24.

$$S = P + jQ \quad (\text{Ligning 22})$$

$$\tan \theta = \frac{Q}{P} \quad (\text{Ligning 23})$$



Figur 23: Beregning av SINFI til EXCITER SIN

Endringer i dsl koden:

I dsl koden til EXCITER SIN ble det gjennomført tilsvarende endringer som for EXCIERQE. Bortsett fra at nå hentes referansen for både reaktiv effekt, QE0, og aktiv effekt, PE0, fra OPTPOW. QE0 og PE0 måtte fjernes fra prosessargumentet og defineres som to konstanter.

Ved START0 defineres følgende:

```

QE0=QE
PE0=PE
UF=UF0
REF=1.
Y3=0.

```

QE0 og PE0 settes lik verdiene for QE og PE beregnet i OPTPOW. UF settes lik UF0, REF lik 1. og Y3 lik 0. for å hjelpe SIMPOW med initialisering av regulatoren.

Også her snudde *DSL code generator* om på grensene til integratoren i SINFI sløyfen. Og maksimum og minimum grenser på integratoren måtte endres to steder i koden. Henviser til vedlegg D for konkrete endringer som ble foretatt i koden.

4.3.4 Test av spenningsregulator EXCITERAC8B

Artikkel en “Excitation Control of the Synchronous Generator” [18] presenterer hvordan en kan teste spenningsregulator med generator og gjennomfører eksempel ved bruk av sprangresponstest og frekvensresponstest. I denne oppgaven skal kun sprangresponstest gjennomføres, da frekvensresponstesten er mer kompleks. Sprangresponstest bør gjennomføres med klemmene til synkrogeneratoren åpen. Da er generatoren i sin mest ustabile tilstand fordi da er metningen i maskinen minst og forsterkningen størst. Testen kan også gjennomføres med generatorbryter lukket, men da må sprang i spenningen være svært liten for å unngå stor forandring i reaktiv effekt.

Testen skal gjennomføres ved å legge på en 5 % sprangøkning og 5 % sprangreduksjon i settpunktet til spenningsregulatoren, V_{ref} . En tabell REFTAB ble lagt til i dynpowfilen for å modellere spranget i V_{ref} . I tabellen multipliseres V_{ref} med 1,05 ved 1 sekund og 0,95 ved 5 sekunder. $v/t=5s$. SIMPOW-teamet foreslo endringer som måtte til i dsl- og dsl_type-filen for å få implementert REFTAB. Endringene finnes i vedlegg E.2.

Verdier for forsterkningsparametrene til PID- regulatoren ble beregnet ved bruk av programvaren BESTCOMS-DECS100 fra Basler Electrics. Input data for beregning av PID innstillinger er synkronmaskinenes transiente åpne sløyfe tidskonstant i d- aksen, T'_{do} , og tidskonstanten til feltgeneratoren T_E . I vedlegg E.3 er beregningene gjort i BESTCOMS_DECS100 for to generatorer. T'_{do} kunne kun velges i steg på 0.5s, så parametere for $T'_{do} = 2.72s$ ble beregnet på grunnlag av parametere for 2.70 og 2.75. og resultatet er presentert i Tabell 4.

Tabell 4: PID- parametere beregnet i programvaren BESTCOMS DECS100 i vedlegg E.3

	$T'_{do}[s]$	$T_E [s]$	KP [p.u]	KI [p.u]	KD [p.u]
DG 1,6MVA	3,40	0,5	111,79	132,65	25
DG 4,6MVA	2,72	0,5	120,65	166,13	24
	2,70	0,5	120,91	167,27	24
	2,75	0,5	120,27	164,43	24

I vedlegg E.1 er sprangresponstest gjennomført med spenningsregulator EXCITERAC8B og generatorene DG 1.6MVA og DG 4.6 MVA. Og det henvises til vedlegget for beskrivelse av testen. Resultatet er presentert i Tabell 5. De nye PID- parametrene vil bli brukt videre i oppgaven.

Tabell 5: Resultat fra sprangresponstest gjennomført i vedlegg E.1

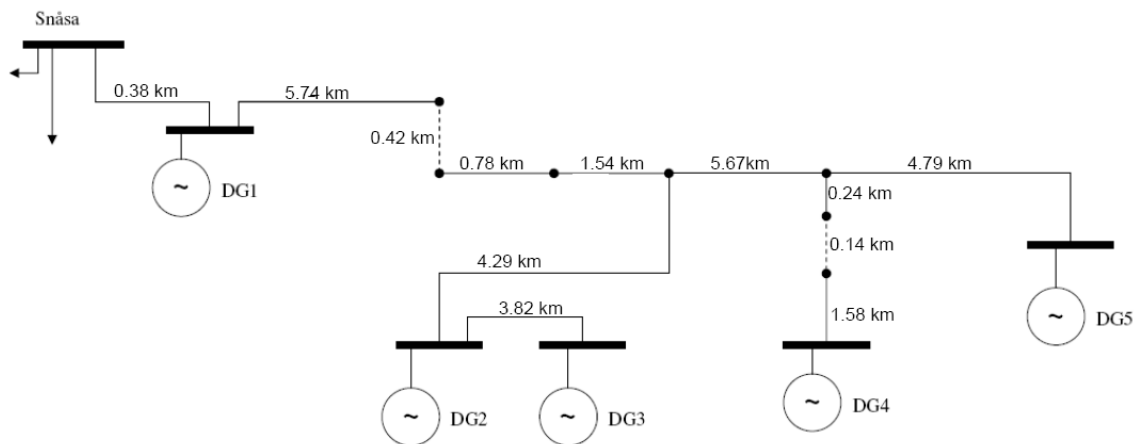
PID- parametere	DG 1.6MVA		DG 4.6MVA	
	gammel	ny	gammel	ny
KI	132,65	150	166,13	145
KP	111,79	160	120,65	150
KD	25	25	24	24

5 Case 1: Snåsa distribusjonsnett

En radial i distribusjonsnettet til Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) skal studeres ved bruk av lastflytanalyser og dynamiske analyser. I den utvalgte delen av nettet er planlegging og bygging av fem småkraftverk i gang. Kraftverkene bygges ut av private aktører og driftes ikke av NTE. NTE forutsetter at $\cos\theta=1$ ved 22kV noden som kraftverket er tilkoblet gjennom en transformator. Dersom generatoren trekker reaktiv effekt vil eieren av produksjonsanlegget vil bli fakturert for forbruket av reaktiv effekt. SIMPOW skal brukes til lastflyt, lineære og transiente analyser. Spenningsregulatorene presentert i avsnitt 4.3 skal også testes i Snåsa nettet.

5.1 Distribusjonsnettet

I Figur 24 er en illustrasjon av hvor de ulike småkraftverkene (DG enhetene) skal plasseres i det aktuelle 22kV nettet. Planlagt produksjon ved de ulike kraftverkene er som følger: DG1 (4.2MW), DG2 (2.1MW), DG3 (2.6MW), DG4 (2.1MW) og DG5 (13.1MW). Synkrongenerator vil bli brukt på DG1, DG3 og DG4. En asynkrongenerator vil bli brukt for DG2, da den har relativ liten produksjon. DG5 er tegnet inn i figuren ytterst i radianen, men hvis DG5 bygges ut vil det være nødvendig å bygge en ny linje fra DG5 direkte til Snåsa noden. DG5 vil ikke inkluderes i analysene.



Figur 24: Enlinjesskjema over en del av Snåsa 22kV distribusjonsnett.

Ved noden Snåsa, i Figur 24, illustrerer pilene last ut til den andre delen av 22kV nettet. I den aktuelle radianen er det 81 lastpunkter med fordelingstransformatorer. Etter samtale med NTE [29] ble det valgt å samle lastpunktene utover radianen til 6 lastpunkt. I en tung lastsituasjon vil total last ved Snåsa noden være 6.96MW og 1.42MVAr. Tabell 6 viser lastpunktene med tilhørende aktiv og reaktiv effekt last. Total planlagt produksjon fra DG1, DG2, DG3 og DG4 er 9.4MW. Så i dette nettet vil distribuert produksjon være relativt stor i forhold til total last.

Tabell 6: Aktiv og reaktiv lastfordeling i tunglast situasjon.

Node	P[MW]	Q[MVAr]
Mellom linje 2 og 3	1,05	0,25
Mellom linje 3 og 4	1,00	0,10
Mellom linje 4 og 5	0,55	0,09
Mellom linje 5 og 8	0,55	0,09
Mellom linje 8 og 9	0,55	0,09
Enden av linje 12	0,55	0,09
Resten av distribusjonsnettet	2,71	0,71
Total last ved Snåsa i tunglast	6,96	1,42

5.1.1 DG enhetene

DG enhetene bygges ut av private aktører, og det viste seg å være vanskelig å få informasjon om hva slags type anlegg som skal bygges. Det ble derfor valgt å finne generatordata uavhengig av hva slags type anleggsutrustning som velges. Voith Siemens [30] har bidratt med maskindata for to synkronmaskiner med ulik størrelse.

Synkronmaskinen fra Gamesa Electric er en 3 fase synkrongenerator med utpregede poler og den har en nominell ytelse på 4.6MVA. Datablad til maskinene vist i vedlegg A.1 og driftsdiagrammet til maskinen i vedlegg A.2. Denne maskinen vil i første omgang bli brukt på DG1 og DG3.

Synkronmaskin fra Alconza har sylindrisk rotor og en ytelse på 1.6MVA og datablad til maskinen gjengitt i vedlegg A.3. Denne maskinen har en ytelse som er lavere enn det som skal bygges i Snåsanettet. Grunnen til at det ble valgt å ta med denne maskinen var at maskinleverandøren, Alconza [31], kunne bidra med metningskarakteristikk for feltgenerator til synkronmaskinen. Siden det var vanskelig å finne data for metningsfunksjonen i feltgenerator var det ønskelig at disse beregningene ble gjennomført. Denne maskinen vil bli brukt på DG4, men den nominelle ytelsen på generatoren økes til 3MVA.

Samling av generatordata som skal benyttes ved dynamiske analyser i SIMPOW er vist i Tabell 7. I vedlegg F.2 er det vist samling av asynkrongeneratordata som vil bli benyttet i SIMPOW modeller. I

Tabell 1, avsnitt 3.3.3, er en oversikt over spenningsregulatordata som vil bli brukt på synkrongeneratorene fra Gamesa Electric og Alconza.

Tabell 7: Synkronmaskin data som skal brukes i SIMPOW modeller av generatorene.

3 phase synchronous generator	Unit	Gamesa Electric Type SV 100/70/6 with salient poles	Alconza-Berango, S.L Type NIIR5060 A- 4LW with cylindrical rotor
Apparent power	S [MVA]	4,6	1,6
Voltage	V [kV]	6,6	0,69
Inertia constant	H [MWs/ MVA]	0,715	1
<i>Reactances [p.u]</i>			
Direct axis synchronous	Xd	1,334	2,656
Direct axis transient	X'd	0,335	0,136
Direct axis subtransient	X''d	0,273	0,098
Quadrature axis synchronous	Xq	0,837	2,52
Quadrature axis subtransient	X''q	0,422	0,105
Negative sequence	X2	0,348	0,102
Zero sequence	X0	0,125	0,065
Stator leakage reactance	XA	0,1	0,1
Stator resistance	RA	0,00219	0,00219
<i>Time constants [s]</i>			
Direct axis transient open-circuit	T'd0	2,72	3,3997
Direct axis subtransient open-circuit	T''d0	0,023	
Quadrature axis subtransient open-circuit	Tq''0	0,048	
<i>Saturation</i>			
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE1D is given	V1D	1	1
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE2D is given	V2D	1,2	1,2
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V1D	SE1D	0,1	0,1
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V2D	SE2D	0,3	0,3

5.1.2 SIMPOW modell av systemet

Det henvises til SIMPOW manualen [11] og SIMPOW sin hjemmeside [32] for beskriver av funksjoner i SIMPOW. Enlinjeskjema over nettet modellert i SIMPOW er vist vedlegg

F.1. I datamodellen er distribusjonsnettet koblet til et stivt nett, BUS1, gjennom en kort linje fra 66kV siden av Snåsa transformatorstasjon. Det stive nettet sees på som en ”uendelig kilde” av effekt med konstant spenning (66kV) og frekvens (50Hz).

Det ble valgt å ikke inkludere distribusjonstransformatorene i modellen og last ble lagt på 22kV nodene, da det er 22kV nettet som skal studeres og eventuelle feilsituasjoner legges på 22kV siden. På Snåsa 66/22kV hovedtransformator inkluderes trinnkobler. Dagens trafo i Snåsa er på 65 +/- 8x1,105 kV og reguleringspunktet er på 22 kV samleskinne[33].

Et kondensatorbatteri med kontinuerlig regulering legges også på Snåsanoden, BUS3 i modellen, for å dekke reaktiv effekt last og reaktiv effekt tap i distribusjonsnettet. Det er ønskelig at minst mulig reaktiv effekt går gjennom hovedtransformatoren. Komponenten som skal brukes for å illustrere et kondensatorbatteri med kontinuerlig trinning i simuleringene kalles her KOMP. KOMP er presentert i vedlegg F.5 og er laget av T. Toftevaag, SINTEF Energiforskning AS.

Generatordata som benyttes i SIMPOW modellen er gjengitt i Tabell 7. Linje/kabeldata, transformatordata og data for asynkronmaskin er vist i vedlegg F.3. Linje/kabeldata er hentet fra SINTEF rapport ”Distribusjonsnettet i Norge” [34]. For linjene ble valgt å bruke data for blanke FeAl med 1,5m mellom fasene og oppheng 7m over bakken, da dette er mye brukt i distribusjonsnett. Transformatordata er fra NTE [35] og SINTEF [36]. I vedlegg F.4 er samling av SIMPOW koder som benyttes i lastflytfilen OPTPOW og DYNPOW for dynamisk simuleringer.

5.2 Lastflytanalyse

Lastflytanalyse ble gjennomført for fem ulike case. Lastflytfilen snaasa_komp.optpow som benyttes finnes i vedlegg G.1. Det er antatt at maskinene har fast pådrag og produsert aktiv effekt fra generatorene vil være lik i alle casene. DG1 produserer 4.6MW, DG2 0.5MW, DG3 2.6MW og DG4 2.1MW. Lastsituasjonen i nettet er også lik i alle casene og det er tunglast situasjonen som benyttes i simuleringene. Det ble valgt å kontrollere synkrongeneratorene på to ulike måter i optpow: UP eller PQ kontroll. Ved UP kontroll er generator klemmespenning, U, og produsert aktiv effekt, P, fast. Og maskinene vil trekke reaktiv effekt for å holde nodespenningen nede. Ved PQ kontroll settes aktiv og reaktiv effekt, Q, lik en fast verdi. Situasjonen med Q lik null ble valgt fordi da vil ikke maskinene trekke reaktiv effekt for å holde nodespenningen nede.

I et dette distribusjonsnett ble det vurdert som fornuftig at maksimum og minimum stasjonærspenning bør ligge innenfor +10 % og -6 % minimum av nominell spenning. I

dette tilfelle med 22kV nett tilsvarer det en stasjonær spenningsvariasjon mellom innenfor 24.2kV og 20.68kV.

Stasjonær spenningsvariasjon på generatorklemme bør holde seg innenfor $U_n \pm 5\%$ [37]. For en generator med U_n lik 6.6kV er maksimum anbefalte spenning 6.93kV og minimum 6.27kV. Ved U_n lik 0.69kV er maksimum anbefalte spenning 0.72kV og minimum 0.66kV.

Case:

1. Alle synkrongeneratorene er koblet til 6.6kV node og er modellert som UP kilde i optpow.
2. Alle synkrongeneratorene er koblet til 6.6kV node og er modellert som har PQ kilde i optpow.
3. DG1 og DG3 er koblet til 6.6 kV node og DG4 er koblet til 0.69kV node. Synkrongeneratorene er modellert som UP kilde i optpow.
4. DG1 og DG3 er koblet til 6.6 kV node og DG4 er koblet til 0.69kV node. Synkrongeneratorene er modellert som har PQ kilde i optpow.
5. DG1 og DG3 er koblet til 6.6 kV node og DG4 er koblet til 0.69kV node. Synkrongeneratorene er modellert som har PQ kilde i optpow.

I Tabell 8 er resultatet fra lastflytanalysen for synkrongeneratorene ved case 1,2,3,4 og 5. Enlinjeskjema over resultatet fra lastflytanalysen i case 1 er i vedlegg G.5. Ved case 1 trekker alle generatorene reaktiv effekt for å holde terminalspenningen nede. DG1, DG3 og DG4 opererer med en effektfaktor på henholdsvis 0.997, 0.894 og 0.95. I vedlegg A.2 er driftsdiagrammet i p.u for maskinen med en ytelse på 4.6MVA gjengitt. DG1 sitt driftspunkt ligger godt innenfor alle grenser. DG3 og DG4 er mindre enn 4.6MVA, men selv ved utgangspunktet med 3MVA base i diagrammet ligger maskinene godt innenfor grensene.

I case 2 opererer alle maskinene ved $\cos\theta=1$ og klemmespenningen har steget betydelig i forhold til case 1. Maksimum anbefalte driftsspenning for maskinene er 6.93kV og de ligger innenfor grensa.

I case 3 har DG4 en klemmespenning på 0.69kV. Og maskinen trekker litt mer reaktiv effekt enn i case 1 for å holde klemmespenningen nede. Enlinjeskjema over lastflytresultatet i case 3 finnes i vedlegg G.6.

I case 4 opererer alle maskinene ved $\cos\theta=1$. Maksimum anbefalte driftsspenning for en maskin med nominell klemmespenning lik 0.69kV er 0.72kV. DG4 har klemmespenning

på 0.71kV og dette er på grensa til anbefalt maksimum stasjonærspenning. Enlinjeskjema over lastflytresultatet i case 4 finnes i vedlegg G.7.

I case 5 dekker synkrongeneratorene reaktivt effekttap i generatortransformatorene slik at det er ingen reaktiv effektutveksling ved 22kV noden. I case 4, enlinjeskjema finnes i vedlegg G.7, trakk transformatorene til DG1, DG3 og DG4 cirka henholdsvis 0.18, 0.09 og 0.06 MVar. Også her er klemmespenningen til DG4 lik 0.71kV og det er det er på grensa til anbefalt maksimum stasjonærspenning.

Tabell 8: Resultat fra lastflyt analyse for synkrongeneratorene ved case 1,2,3, og 5

	GEN1					GEN3					GEN4				
	U [kV]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	cosθ	U [kV]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	cosθ	U [kV]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	cosθ
Case 1: PU	6,60		4,20			6,60		2,60			6,60		2,10		
optpow	6,60	4,21	4,20	-0,32	0,997	6,60	2,91	2,60	-1,30	0,894	6,60	2,21	2,10	-0,69	0,950
Case 2: PQ			4,20	0,00				2,60	0,00				2,10	0,00	
optpow	6,69	4,20	4,20	0,00	1,000	6,87	2,60	2,60	0,00	1,000	6,79	2,10	2,10	0,00	1,000
Case 3: PU	6,60		4,20			6,60		2,60			6,60		2,10		
optpow	6,60	4,21	4,20	-0,33	0,997	6,60	2,90	2,60	-1,29	0,896	6,60	2,23	2,10	-0,76	0,940
Case 4: PQ			4,20	0,00				2,60	0,00				2,10	0,00	
optpow	6,63	4,20	4,20	0,00	1,000	6,87	2,60	2,60	0,00	1,000	0,71	2,10	2,10	0,00	1,000
Case 5: PQ			4,20	0,18				2,60	0,09				2,10	0,06	
	6,64	4,20	4,20	0,18	0,999	6,89	2,60	2,60	0,09	0,999	0,71	2,10	2,10	0,06	1,000

Tabell 9 gir en oversikt over produksjonen til asynkrongeneratoren, DG2, ved case 1,2,3,4 og 5. Ved generatorklemmene, noden GEN2 0.69kV, er det koblet på et kondensatorbatteri som dekker tomgangsforbruket til asynkrongeneratoren av reaktiv effekt, funnet i avsnitt 4.2. Det statiske kondensatorbatteriet har en ytelse på $Q=0.58\text{MVar}$. Produksjonen til det statiske kondensatorbatteriet varierer mellom 0.59 og 0.61MVar ved de ulike casene. DG2 er satt til å ha en konstant aktiv effekt produksjon lik 0.5MW. I case 1 og 3 er synkrongeneratorene modellert som UP kilde og DG2 har en klemmespenning lik 0.69kV. I case 2,4 og 5 er synkrongeneratorene i systemet modellert som PQ kilde og klemmespenningen til DG2 er 0.71kV.

Tabell 9: Resultat fra lastflytanalysene for asynkrongeneratoren DG2 ved case 1,2,3, og 5

Asynkrongenerator DG2	U [kV]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVA]	cos θ	Kondensatorbatteri koblet på GEN2 Q[MVA]
Case 1	0,69	0,83	0,50	-0,66	0,604	0,59
Case 2	0,71	0,85	0,50	-0,69	0,587	0,61
Case 3	0,69	0,83	0,50	-0,66	0,604	0,59
Case 4	0,71	0,85	0,50	-0,69	0,587	0,61
Case 5	0,71	0,85	0,50	-0,69	0,587	0,61

Tabell 10 viser spenning ved utvalgte 22kV noder i nettet. Og spenningen ved nodene ligger godt innenfor anbefalt stasjonærspenning i et 22kV nett.

Tabell 10: Spenning ved utvalgte 22kV noder i 22kV nettet ved case 1,2,3,4 og 5.

	Case 1		Case 2		Case 3		Case 4		Case 5	
	U[kV]	$\theta[^\circ]$	U[kV]	$\theta[^\circ]$	U[kV]	$\theta[^\circ]$	U[kV]	$\theta[^\circ]$	U[kV]	$\theta[^\circ]$
BUS 4	22,00	0,48	22,01	0,48	22,00	0,48	22,01	0,48	22,02	0,48
BUS 10	22,89	2,46	22,20	1,52	22,81	2,50	22,20	1,51	22,23	1,44
BUS 13	22,17	2,99	22,56	1,30	22,15	3,06	22,56	1,79	22,59	1,70
BUS 14	22,14	9,00	22,54	1,90	22,14	3,00	22,54	1,89	22,57	1,82
BUS 15	22,36	9,90	22,85	2,36	22,36	9,91	22,85	2,36	22,88	2,25

Tabell 11 viser effektflyt fra BUS4 til BUS3, effektflyten fra radianen til Snåsa noden, ved case 1,2,3,4 og 5. I alle tilfellene har generatorene lik aktiv effekt produksjon. Og aktiv effekt overført til overliggende nett ligger mellom 4.87 og 4.95MW. Ved case 1 og 3 er synkrongeneratorene utstyrt med UP kontroll og synkrongeneratorene trekker reaktiveffekt for å holde klemmespenningen nede. Ved case 2 og 4 har synkrongeneratorene PQ kontroll og forbruket av reaktiv effekt har sunket til ca 1/3 i forhold til case 1 og 3. I case 5 dekker synkrongeneratorene tap i tilhørende generatortransformator og reaktiv effekt forbruk i radianen synker tilsvarende.

Tabell 11: Effektflyt fra BUS4 til BUS3 ved case 1,2,3,4 og 5

Effekt flyt fra BUS4 til BUS3	P [MW]	Q [MVA]	S [MVA]
Case 1	-4,87	3,66	6,09
Case 2	-4,95	1,22	5,10
Case 3	-4,86	3,72	6,12
Case 4	-4,95	1,22	5,10
Case 5	-4,95	0,89	5,03

Tabell 12 viser reaktiv effekt produksjon fra KOMP ved de ulike casene. KOMP skal illustrere et kondensatorbatteri med kontinuerlig trinning. KOMP er stilt inn med $\cos\theta=0.99995$ slik at den dekker nesten all reaktiv effektforbruket i 22kV nettet. I case 1 og 3 er synkrongeneratorene modellert som UP kilde og de trekker en del reaktiv effekt og KOMP leverer henholdsvis 4.98MVA_r og 4.46 MVA_r til 22kV nettet. I case 2 og 4 er synkrongeneratorene modellert som PQ kilde og KOMP leverer 1.94MVA_r og 1.96MVA_r til nettet. Grunnen til det reduserte reaktive effektforbruket, ved case 2 og 4, er at maskinene har fast aktiv og reaktiv effektproduksjon og Q er satt lik null. Ved case 5 dekker også synkrongeneratorene tap i tilhørende generatortransformatorer og reaktiv effektforbruk i nettet reduseres og KOMP leverer 1.63MVA_r.

Tabell 12: Reaktiv effektproduksjon i MVA fra KOMP ved case 1,2,3, 4 og 5

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
KOMP: Q[MVA_r]	4,98	1,94	4,46	1,96	1,63

5.2.1 Begrensninger

I case 4 og case 5 var klemmespenningen til DG4 ved maks grense. Det vil si at hvis generatorene skal operere nær eller ved $\cos\theta=1$ må det settes en begrensning på maksimum aktiv effektproduksjon. I dette tilfelle vil maks grense i node GEN4 være litt under ca 2.1MW. Men dette er noe som avhenger av hvor i nettet generatorene er plassert. For eksempel node GEN1 ligger nær Snåsa noden og her kan aktiv effekt produksjon være mye høyere enn lenger ut i nettet. Samtidig som maskinen kan operere med $\cos\theta=1$.

5.3 Test av komponenten KOMP med dynamisk analyse

Formålet med KOMP er at den skal dekke reaktiv effektforbruk i 22kV nettet. Slik at minst mulig reaktiv effekt trekkes fra det overliggende nettet. Den skal i prinsippet virke som et kondensatorbatteri med kontinuerlig trinning. Det vil si at den skal øke og redusere reaktiv effektproduksjon etter forandring i reaktiv last i nettet. Nærmere beskrivelse av KOMP finnes i vedlegg F.5.

I optpow velges $\sin\theta$ for KOMP. Og denne verdien settes lik referansen i regulatoren for dynamiske simuleringer. Det viste seg at $\sin\theta$ må være større enn null for at KOMP skal virke i dynamiske simuleringer. Det ble valgt å sette $\sin\theta=0.01$ og det tilsvarer $\cos\theta=0.99995$. KOMP vil da dekke nesten hele radianens reaktive effekt behov. KOMP skal testes ved to ulike forstyrrelser og lastflytresultatet fra case 3 skal benyttes ved begge forstyrrelsene, der KOMP produserer $Q=4.46\text{MVA}_r$ ved $t=0$. SIMPOW filene snaasa_komp.optpow (vedlegg G.1), snaasa_komp.dynpow (vedlegg G.2) og regulator.dsl (vedlegg D) skal benyttes.

KOMP sin respons skal testes ved to ulike forstyrrelser.

1. Utkobling av DG4 ved $t=1s$ (i simuleringene).
2. Trefase til jord feil ved bus14 v/ $t=1s$ (i simuleringene).

Ved $t=1.2s$ kobles feilområde fra og linjen mellom bus8 og bus14 blir liggende ute.

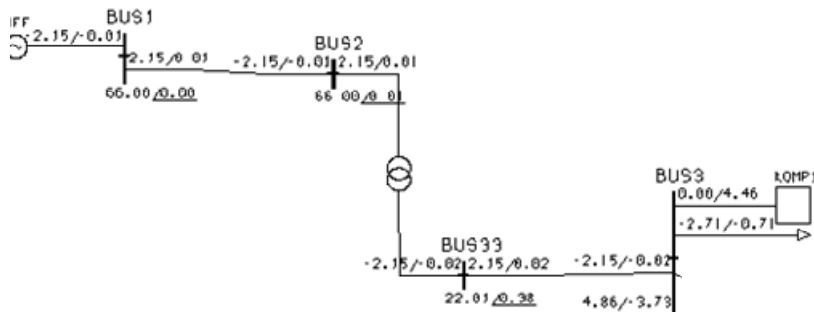
1. Utkobling av DG4 ved $t=1$.

Figur 25 viser enlinjeskjema mellom KOMP og BUS1 før forstyrrelsen. Fra figuren ser en at det flyter litt reaktiv effekt i linjen mellom bus33 og bus3 tilsvarende en $\cos\theta=0.99995$. KOMP leverer 4.46MVar og virker som den skal.

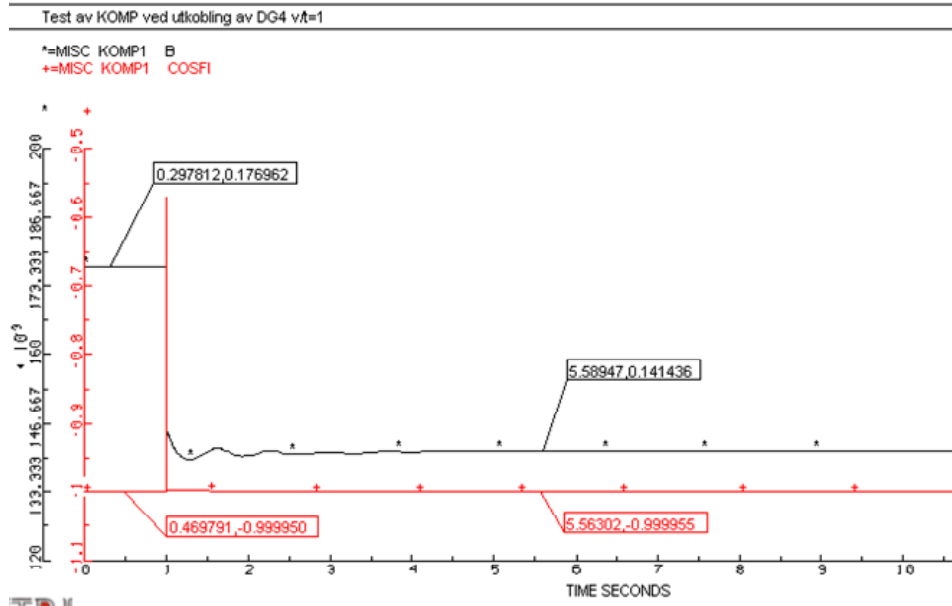
Figur 26 viser tidsresponsen til B og $\cos\theta$ til KOMP. Ved $t<1$ er B lik 0.177p.u. B blir regnet om til Q ved hjelp av ligning 2 i vedlegg F.5. B lik 0.177p.u tilsvarer ca 4.45MVar. Ved $t=1$ kobles DG4 ut og reaktivt effektbehov i nettet synker. Etter ca 3 sekunder er systemet stasjonært og KOMP leverer B lik 0.141p.u og det tilsvarer ca 3.55MVar.

$$S_1 = Q_1 = U_n^2 * B_n * B_{1,p.u} = (22k)^2 * 0.052 * 0.177 = 4.45MVar$$

$$S_2 = Q_2 = U_n^2 * B_n * B_{1,p.u} = (22k)^2 * 0.052 * 0.141 = 3.55MVar$$



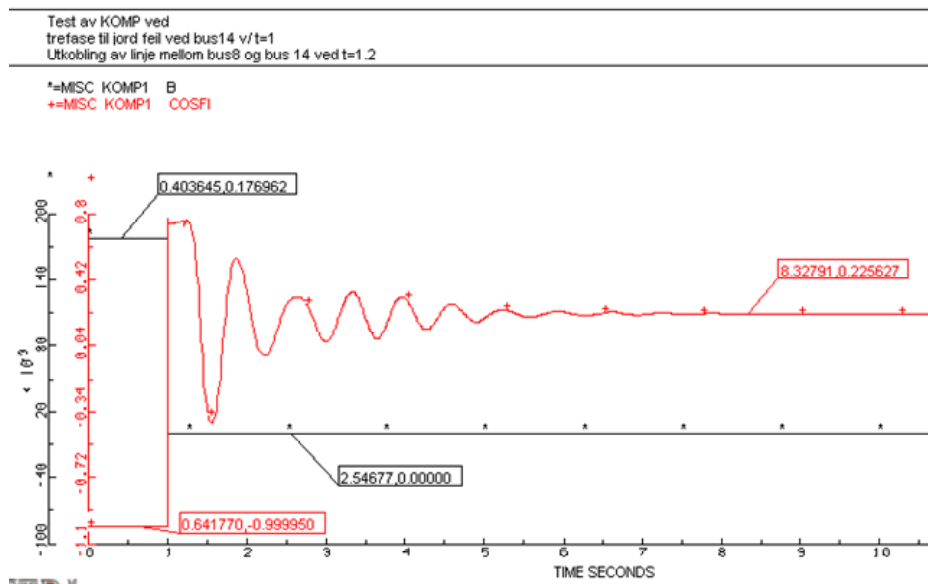
Figur 25: Enlinjeskjema mellom bus1 og bus3 før utkobling av DG4



Figur 26: Tidsrespons av B og $\cos\theta$ til KOMP ved utkobling av DG4

2. Trefase til jord feil ved bus14 v/t=1. Ved t=1.2 kobles feilområdet fra og linjen mellom bus8 og bus14 blir liggende ute.

Figur 27 viser tidsresponsen til KOMP ved en stor forstyrrelse. Ved t=1 går B til null og KOMP avgir null reaktiv effekt. Årsaken til hvorfor KOMP kobler ut ved større forstyrrelser har ikke blitt undersøkt i dette arbeidet.



Figur 27: Tidsrespons av B og $\cos\theta$ til KOMP ved trefase feil ved bus14

Da KOMP kobler ut ved større forstyrrelser vil KOMP bli erstattet med et statisk kondensatorbatteri når større forstyrrelser skal simuleres i de videre analysene. KOMP vil

bli brukt til å finne reaktiv effektbehov ved lastflytanalyser og det statiske kondensatorbatteri vil få tilsvarende ytelse.

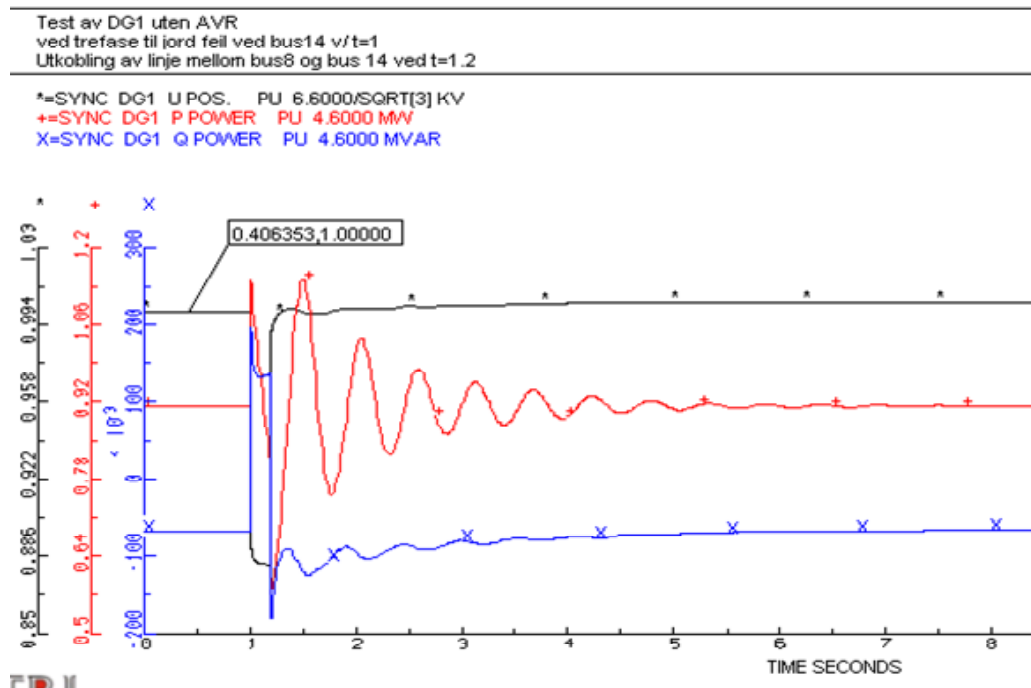
5.4 Test av spenningsregulator i Snåsa nettet med dynamisk analyse

Spenningsregulatorene presentert i avsnitt 4.3 skal testes i Snåsa nettet. Det ble valgt å implementere en stor forstyrrelse slik at det kommer tydelig fram hvordan spenningsregulatorene jobber. Ved $t=1s$ oppstår en trefase til jord feil ved bus14. Etter 0.2 sekunder kobles linjen mellom bus8 og bus14 ut, slik at feilen blir isolert. DG2 og DG3 er da frakoblet nettet. Det er spenningsregulatoren til generator DG1 som studeres. SIMPOW filene `snaasa_ukomp.optpow` (vedlegg G.3), `snaasa_ukomp.optpow` (vedlegg G.4) og `regulator.dsl` skal benyttes i resten av simuleringene i kapittel 5.

5.4.1 Test av DG1 uten og med spenningsregulator AC8B

Lastflyten fra case 1 skal brukes, fordi DG1 står i PU kontroll og klemmespenningen er 1p.u. I case1 produserte KOMP 4.98MVAr. KOMP erstattes da med et statisk kondensatorbatteri på 4.98MVAr for de dynamiske simuleringene.

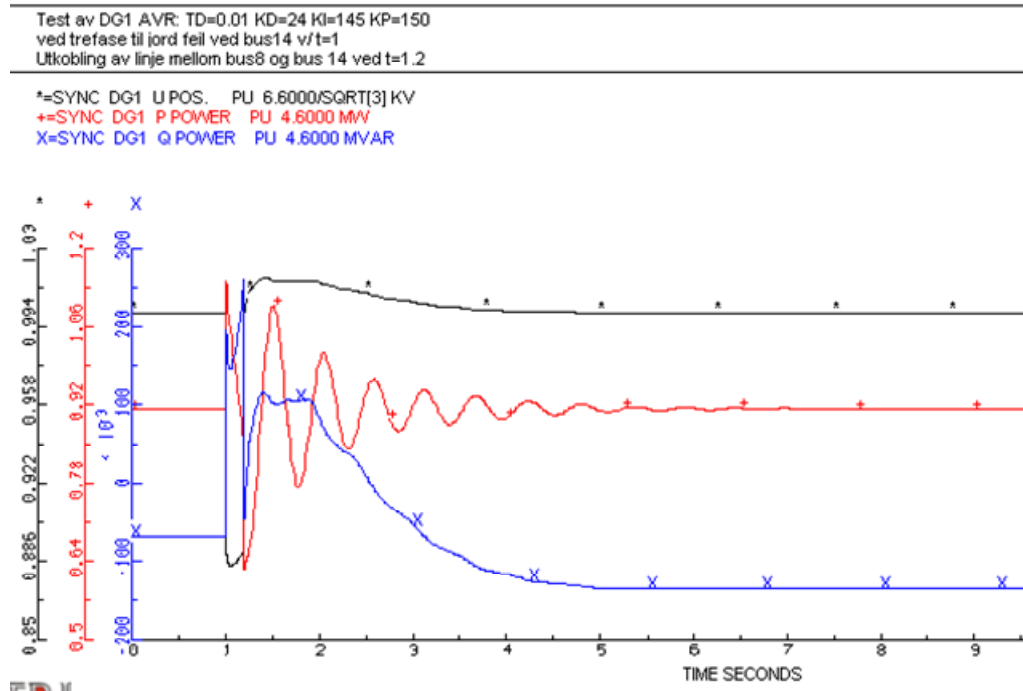
Figur 28 viser tidsresponsen til klemmespenningen U , aktiv effekt P og reaktiv effekt Q for DG1 uten spenningsregulator. Det vil si at feltspenning U_F er konstant. Etter forstyrrelsen er ny stasjonær verdi for U lik ca 6.69kV og maskinen trekker Q lik ca 0.3MVAr, det samme som før forstyrrelsen.



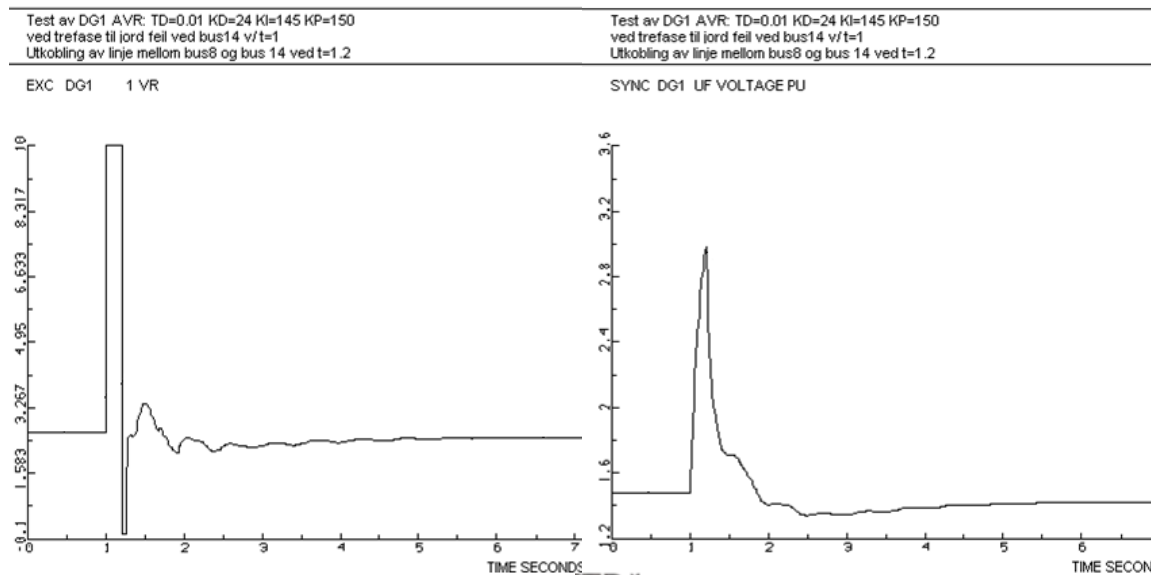
Figur 28: Tidsrespons til U, P og Q i DG1 uten spenningsregulator

Figur 29 viser tidsresponsen U, P og Q for DG1 med spenningsregulator EXCITERAC8B. Etter forstyrrelsen øker U til en verdi større en 1.p.u. Etter ca 4 sekunder har U stabilisert seg ved 1p.u, som tilsvarer 6.6kV. Før forstyrrelsen trekker maskinen ca 0.3MVAR. Etter spenningen har stabilisert seg trekker maskinen 0.62MVAR. Økningen skyldes at maskinen trekker mer reaktiv effekt for å holde klemmespenningen nede. Spenningsregulatoren bidrar også til å redusere amplituden på svingningene i P i forhold til situasjonen uten spenningsregulatoren. I begge tilfeller svinger P tilbake til stasjonærverdi lik den før feilen, da generatoren er modellert med konstant mekanisk pådrag.

Figur 30 viser tidsresponsen til spenningen, VR, i regulatoren og feltspenningen, UF, i generatoren. Maksimum og minimum grense på VR er 10 og 0. Under feilen øker spenningsregulatoren på med maksimum spenning for å holde terminalspenningen oppe.



Figur 29: Tidsrespons til U, P og Q i DG1 med spenningsregulator EXCITERAC8B



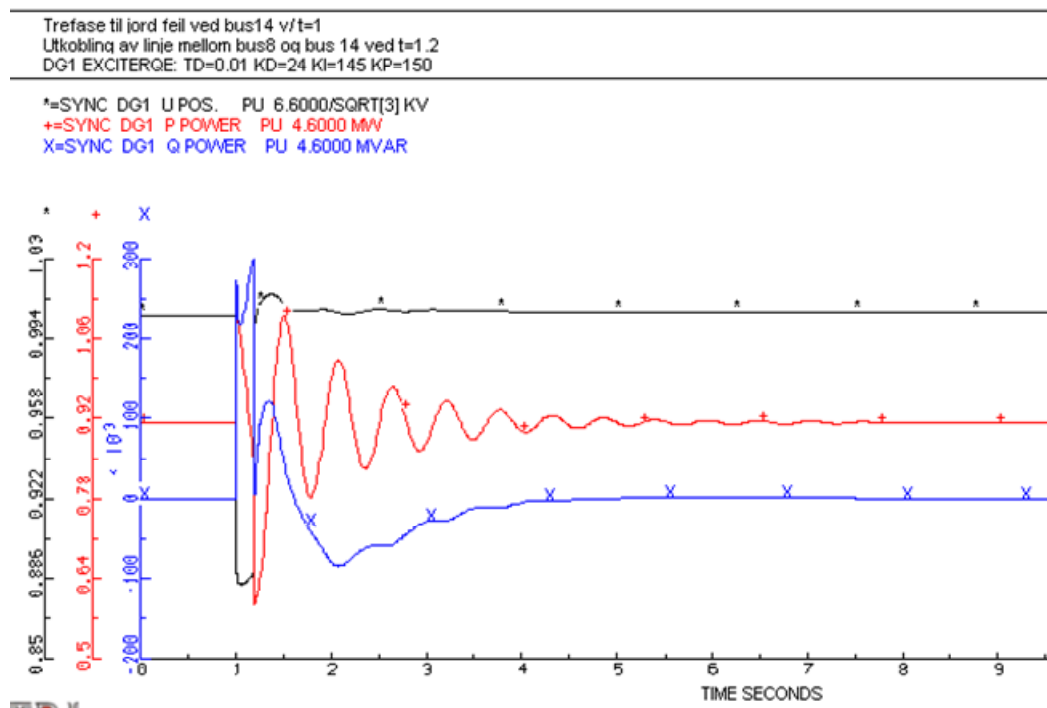
Figur 30: Tidsrespons til VR i EXCITERAC8B og UF i DG1

5.4.2 Test av DG1 med spenningsregulator EXCITERQE

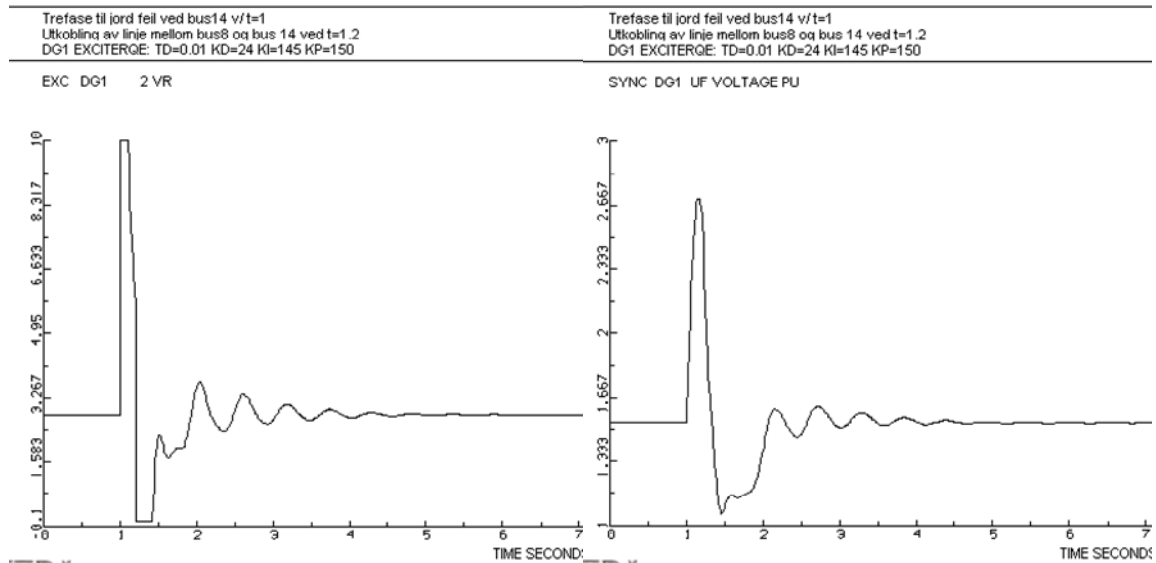
Lastflyten fra case 2 skal brukes. Da står DG1 i PQ kontroll, Q er satt lik null og KOMP produserer 1.94MVar. KOMP erstattes med et statisk kondensatorbatteri tilsvarende 1.94MVar for de dynamiske simuleringene.

I Figur 31 er tidsresponsen for U, P og Q for DG1 med spenningsregulator EXCITERQE. Før $t=1$ s er U lik 6.63kV og Q lik 0. Etter forstyrrelsen svinger U inn til stasjonær verdi lik 6.64kV og Q lik 0. Regulatoren virker som den skal da $Q=0$ er referansen til regulatoren. Referansen bestemmes i optpow og her ble Q valgt lik null.

Figur 32 viser tidsresponsen til spenningen, VR, i EXCITERQE og feltspenningen, UF, i DG1. VR og dermed UF svinger tilbake til stasjonærverdi tilsvarende initial verdien før forstyrrelsen, da regulatoren er satt til å regulere slik at maskinen skal holde $Q=0$ MVAR. Men responsen til VR er noe treg og det tar nesten 6s før UF når stasjonær verdi.



Figur 31: Tidsrespons til U, P og Q i DG1 med spenningsregulator EXCITERQE



Figur 32: Tidsrespons til VR i EXCITERQE og UF i DG1

5.4.3 Test av DG1 med spenningsregulator EXCITER SIN

Lastflyt case 2 benyttes også her og KOMP ble også her erstattet med et statisk kondensatorbatteri med ytelse lik 1.94MVar.

Det har vært en del problemer med denne regulatoren. Når det kjøres med samme regulatorinnstillinger som EXCITERQE, $K_{II}=1p.u$ og $K_G=1p.u$ kommer feilmelding i pre- simuleringen (i dynpow) om at maskinen går ut av synkronisme.

Det er mulig å hoppe over presimuleringen ved å sette $DEND=-1$ i CONTROL DATA og det er da mulig å se på egenverdien til systemet ved $t=0s$.

Tabell 13 viser liste over egenverdiene for systemet uten presimulering ved $t=0s$. Egenverdi nr. 2 har positiv realdel og systemet er småsignal ustabilt. Dette er da årsaken til DG1 mister synkronisme i presimuleringen.

Tabell 13: Egenverdier ved test av EXCITERSIN med forsterkning KII=1p.u og KG=1p.u.

List of Eigenvalues

```

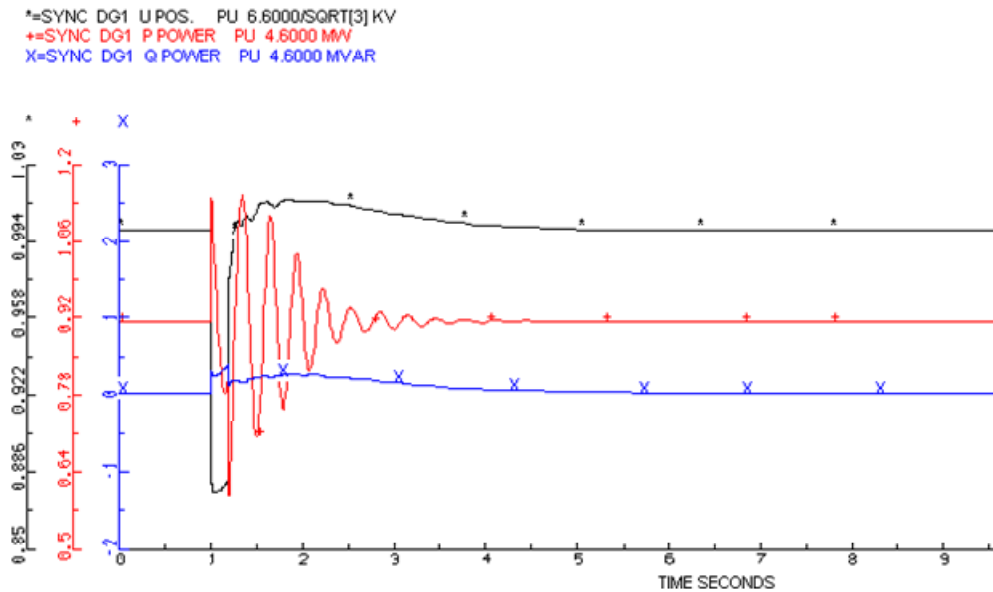
1 -125.623795 1/s, +0.000000 Hz
2 +29.663841 1/s, +0.000000 Hz
3 -55.986904 1/s, +0.000000 Hz
4 -50.564816 1/s, +0.000000 Hz
5 -34.721313 1/s, +0.000000 Hz
6 -32.502350 1/s, +0.000000 Hz
7 -2.189145 1/s, +4.121367 Hz
8 -2.189145 1/s, -4.121367 Hz
9 -1.894949 1/s, +3.304014 Hz
10 -1.894949 1/s, -3.304014 Hz
11 -2.001171 1/s, +2.846782 Hz
12 -2.001171 1/s, -2.846782 Hz
13 -7.661089 1/s, +2.216467 Hz
14 -7.661089 1/s, -2.216467 Hz
15 -15.687682 1/s, +0.000000 Hz
16 -4.902107 1/s, +0.000000 Hz
17 -0.311575 1/s, +0.000000 Hz
18 -1.095652 1/s, +0.015410 Hz
19 -1.095652 1/s, -0.015410 Hz
20 -1.001406 1/s, +0.000000 Hz

```

Det viste seg at løsningen var å endre forsterkningsparametrene KII og KG i regulatoren. Det er ingen tidskonstant i EXCITERSIN og hurtigheten til PI- sløyfen reguleres ved å endre KII og KG. Innstilling av KG og KII som gir en stabil regulator varierer med generatorens reaktive effektproduksjon eller forbruk i optpow.

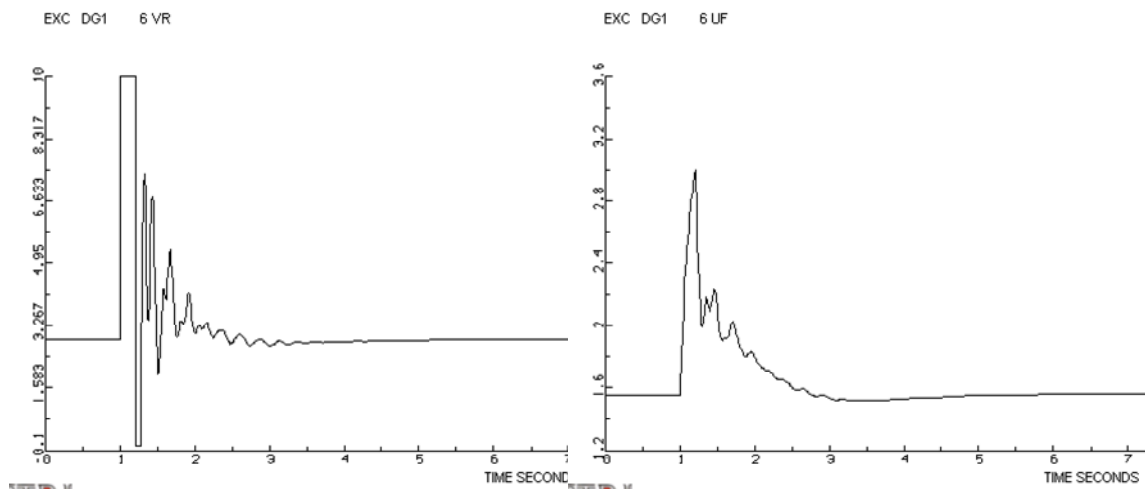
I dette tilfellet har DG1 Q=0 i OPTPOW. Ved KG=0.0001p.u og KII=0.5p.u er systemet småsignal stabilt da det ikke er noen egenverdier med positiv realdel etter presimuleringen.

Figur 33 viser tidsresponsen for U, P og Q for DG1 med spenningsregulator EXCITERSIN etter forstyrrelsen. Etter forstyrrelsen stabiliserer synkrongeneratoren seg i tilsvarende stasjonære punkt som før forstyrrelsen. Q ved t=0s er litt større en 0 og den nye verdien etter forstyrrelsen er enda litt høyere. En mulig grunn til dette er at ved å sette forsterkningsparameteren KG=0.0001p.u blir regulatoren mindre "nøyaktig", da avviket i regulatoren multipliseres med 0.0001.



Figur 33: Tidsrespons til U, P og Q i DG1 med EXCITERSIN, $KG=0.0001p.u$ og $KII=0.5p.u$

I Figur 34 er tidsresponsen for regulatorspenningen, VR, og feltgenerators feltspenning, UF. Regulatoren regulerer raskt og feltspenningsresponsen er lik responsen som ble funnet ved test av spenningsregulatoren EXCITERAC8B i avsnitt 5.4.1.

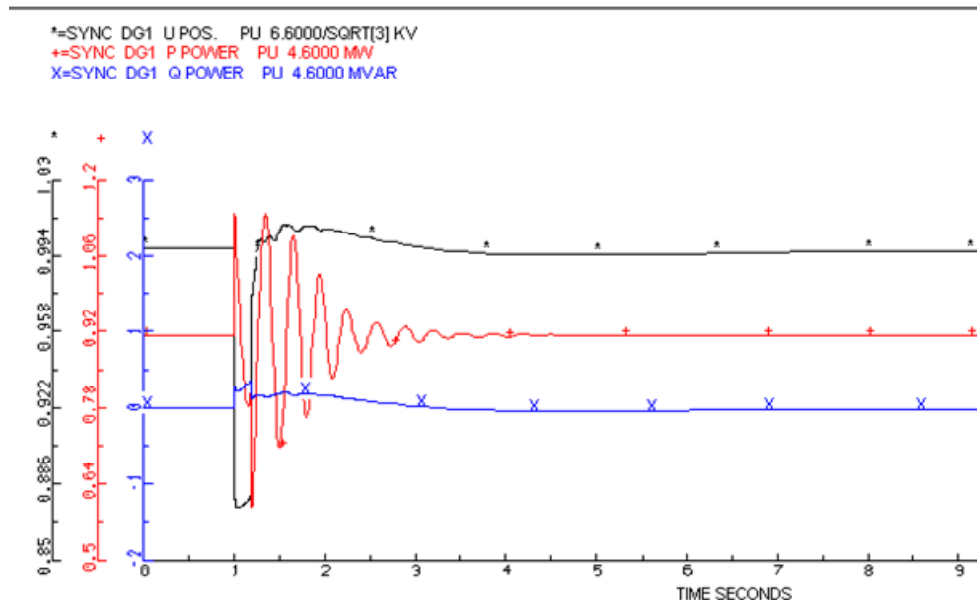


Figur 34: Tidsrespons til VR og UF i EXCITERSIN med $KG=0.0001p.u$ og $KII=0.5p.u$

5.4.4 Sammenligning

Etter en forstyrrelse når aktiv effekt, i DG1, stasjonærverdi mye raskere med spenningsregulator EXCITERSIN enn EXCITERQE. Det er mulig at PI- sløyfen i EXCITERQE med $KG=1p.u$ og $KII=1p.u$ er for hurtig. Reduksjon i KG gir en tregere PI-sløyfe og PID- regulatoren regulerer raskere. Det kan være årsaken til at generatoren når en ny stasjonær tilstand hurtigere.

Figur 35 viser tidsrespons til EXCITERQE med KG redusert til 0.1p.u. DG1 stabiliserer seg relativt mye raskere etter forstyrrelsen enn med KG=1p.u, Figur 31.



Figur 35: Tidsrespons til U, P og Q i DG1 med spenningsregulator EXCITERQE med KG=0.1p.u

5.5 Lineæranalyse av Snåsa nettet

Simpow har en rekke ulike funksjoner under lineæranalyse og her er det valgt å bruke:

1. Funksjonen "Eigen" for å beregne egenverdiene for systemet og "Improve/Find eigenvalue" for en mer nøyaktig beregning av en valgt egenverdi. En liste over de komplekskonjugerte parene kan velges.
2. Modalanalyse for å undersøke hvilke generatorer som påvirker en valgt egenverdi. Funksjonen "Participation factor" under modal analyse kan gir en anelse om det er synkrongeneratoren eller spenningsregulatoren som har størst påvirkning på egenverdien. I oppgaven vil SYNC, ASYN og EXC bli brukt på henholdsvis synkrongenerator, asynkrongenerator og spenningsregulator (EXCITER).
3. Funksjonen "show contribution" under sensitivitetsanalyse for å undersøke hvilken påvirkning ulike komponenter i systemet har på en valgt egenverdi. Med spesiell fokus på om det er synkrongeneratoren eller spenningsreguleringssystemet.
4. Funksjonen "Data scanning" skal benyttes for å undersøke hvordan en valgt egenverdi beveger i det kompleksplanet når en valgt parameter endrer verdi.

”Data scanning” skal benyttes for å undersøke hvordan endring i følgende parametere påvirker egenverdiene:

- Tregghetskonstanten, H , i generatorene. I småkraft kan H variere mellom 0.5 og 3 sekunder. $H=0.715$ s er initialverdien til DG1 og DG3, $H=1$ s er initialverdien til DG4 og $H=1.5$ s er initialverdien til DG2.
- Forsterkningen, K_A , i spenningsregulatoren. K_A skal varieres mellom 0.1 og 5p.u for å finne ytterpunktene. $K_A=1$ p.u er initialverdien til forsterkningen i alle spenningsregulatorene.
- Forsterkningen, K_G , i PI- sløyfen til EXCITERQE og EXCITERSIN skal varieres mellom 0 og 2p.u for å finner ytterpunktene.

DG1 og DG3 benytter data for synkronmaskinen 4.6 MVA. DG4 benytter data for synkronmaskinen 1.6MVA, men ytelsen settes lik 3MVA. Samling av generatordata som benyttes i SIMPOW er gjengitt i tabell 7.

Lastflytresultatet fra case 3 der synkrogeneratorene er modellert som UP kilder skal benyttes ved analyse av systemet med og uten spenningsregulator EXCITERAC8B. Lastflytresultatet fra case 4 skal benyttes ved analyse av systemet med spenningsregulatorene EXCITERQE og EXCITERSIN. Der er generatorene utstyrt med PQ kontroll og $Q=0$. Systemet analyseres etter presimuleringen ved $t=0$.

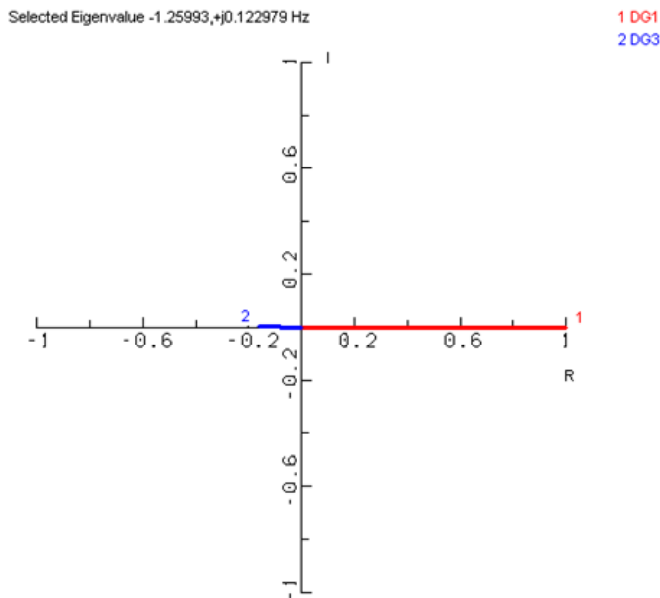
5.5.1 DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERAC8B

Tabell 14: Egenverdier for systemet med og uten spenningsregulator EXCITERAC8B

Egenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med spenningsregulator			
6/7	-3,6653	4,2974	SYNC DG4
11/12	-1,9803	3,1567	SYNC DG1
13/14	-3,0452	2,6249	SYNC og EXC DG3
15/16	-7,6473	2,1567	ASYN DG2
22/23	-1,2599	0,1298	EXC og SYNC DG1
26/27	-0,3022	0,1151	EXC DG4
Uten spenningsregulator			
3/4	-1,9665	4,2973	SYNC DG4
8/9	-1,9851	3,1692	SYNC DG1
10/11	-2,0018	2,6461	SYNC DG3
12/13	-7,7049	2,1702	ASYN DG2

Tabell 14 viser egenverdier for systemet med og uten spenningsregulator EXCITERACB. Resultatet fra modal analyse er også inkludert i tabellen. SYNC angir at det er synkrongeneratoren som påvirker det komplekskonjugerte egenverdiparet mest, ASYN står for asynkrongenerator og EXC for spenningsregulator. I begge tilfeller er systemet småsignal stabilt da alle egenverdiene har negativ realdel. Introduksjon av spenningsregulator gir generelt bedre damping i systemet, men påvirker i liten grad svingninger i systemet. Det er egenverdiene der DG4 og DG3 har størst påvirkning som oppnår bedre damping med spenningsregulator.

Det komplekskonjugerte paret 22/23 skal brukes for å illustrere de ulike funksjonene i SIMPOW. Fremgangsmåten som blir presentert her skal benyttes på alle egenverdiene for å kartlegge hvilke DG enheter med tilhørende parametere som vil påvirke de ulike egenverdiene mest. Figur 36 illustrerer modal analyse av egenverdi 22: $-1,2599+j0,1298$. Det er DG1 og DG3 som i størst grad påvirker egenverdi 22. Og den beskriver også pendling mellom DG1 og DG3.



Figur 36: Modal analyse av egenverdi 22: $-1,2599+j0,1298$

Resultatet fra funksjonen "Participation factors" er i Figur 37. Figuren gir oversikt over parametrene som påvirker egenverdi 22 mest. Parametrene som gir størst bidrag til egenverdi 22 er parametrene V3 i spenningsregulatoren til DG1, feltvikling fluksen i DG1, feltspenningen UF i spenningsregulatoren til DG1 og UF i spenningsregulatoren til DG3.

```

*** Participation Factors ***
The 5 largest contribution to the vector.
Eigenvalue no    22: -1.2599      1/s  0.12298      Hz

      Magnitude      Angle (degrees)
EXC DG1          1
  1.50192         -42.2701      V3
  0.239962        -157.042      UF
EXC DG3          1
  0.180817E-01    -45.9348      V3
  0.445063E-02    -166.094      UF
SYNC DG1
  0.891630E-02    -125.623      Teta
  0.307317E-02    -128.151      Speed
  1.10603         84.6417      Field winding flux
  0.605896E-02    130.504      Damper winding flux      D-axis
  0.117148E-01    56.7000      Damper winding flux      Q-axis
SYNC DG3
  0.239661E-03    -151.195      Teta
  0.138692E-03    -166.706      Speed
  0.142462E-01    86.4859      Field winding flux
  0.713861E-04    132.304      Damper winding flux      D-axis
  0.213347E-03    59.3142      Damper winding flux      Q-axis
***End vector***

```

Figur 37: Modal analyse: "Participation Factors" til egenverdi 22: -1,2599+j0,129

Figur 38 gir resultatet fra "Sensitivity overview" av egenverdi 22. Det er uten tvil spenningsregulatoren til DG1 som påvirker denne egenverdien mest. Resultatene fra modal og sensitivitetsanalysen tilsier at det først og fremst er endringer av parametere i spenningsregulatoren til DG1 som vil påvirke egenverdiparet 22/23. Og dette skal undersøkes ved bruk av funksjonen "data scanning".

```

*** Sensitivity Overview ***
Eigenvalue: ( -1.2599      1/s , 0.12298      Hz)

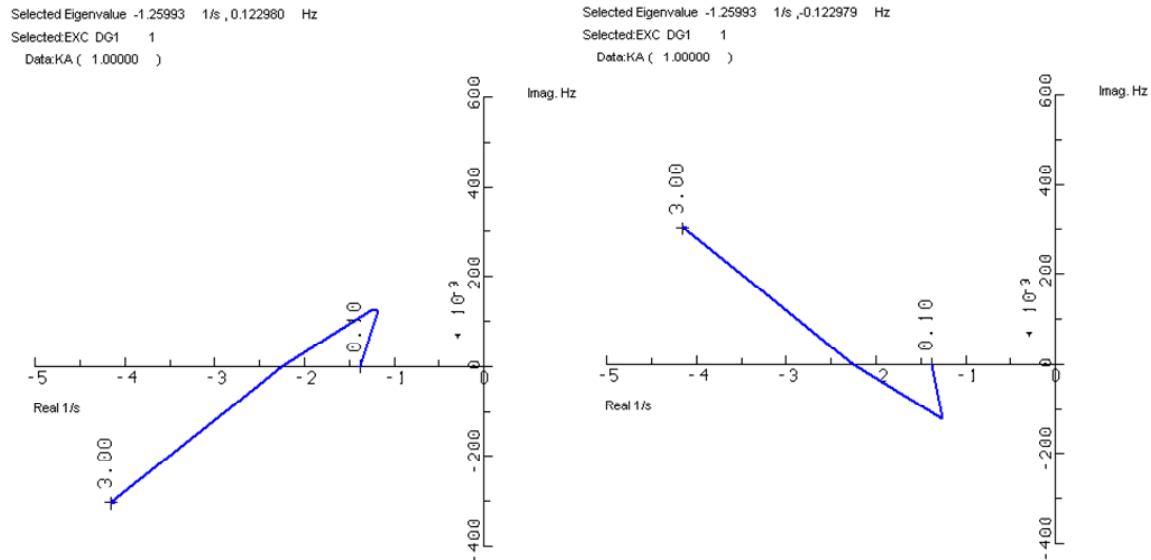
EXC DG1          1
  Type: DSL      (EXCITERAC8B)
  57.699
LINEBUS3        BUS4          0
  Type: LNS
  1.8619
SYNCDG1
  Type: G
  1.1974

*** End of Sensitivity Overview ***

```

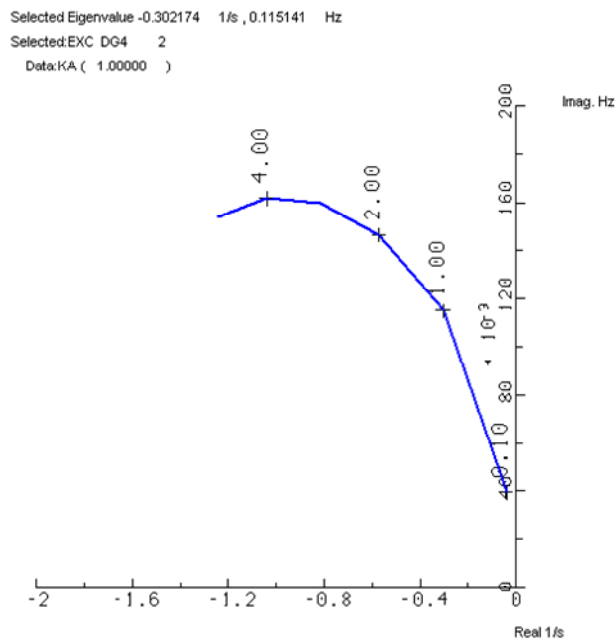
Figur 38: Sensitivitetsanalyse: "Sensitivity overview" av egenverdi 22: -1,2599+j0,129

Figur 39 viser hvordan egenverdiparet 22/23 flytter seg i det komplekse planet når forsterkningen KA i spenningsregulatoren til DG1 varierer mellom 0.1 og 5p.u. Av figuren kan det konkluderes med at økt forsterkning bidrar til økt demping, men også en økning frekvensen. Endringer i treghetskonstanten til DG1 eller endring i forsterkningen KA i spenningsregulatoren til DG3 gir liten forandring av egenverdiparet 22/23.



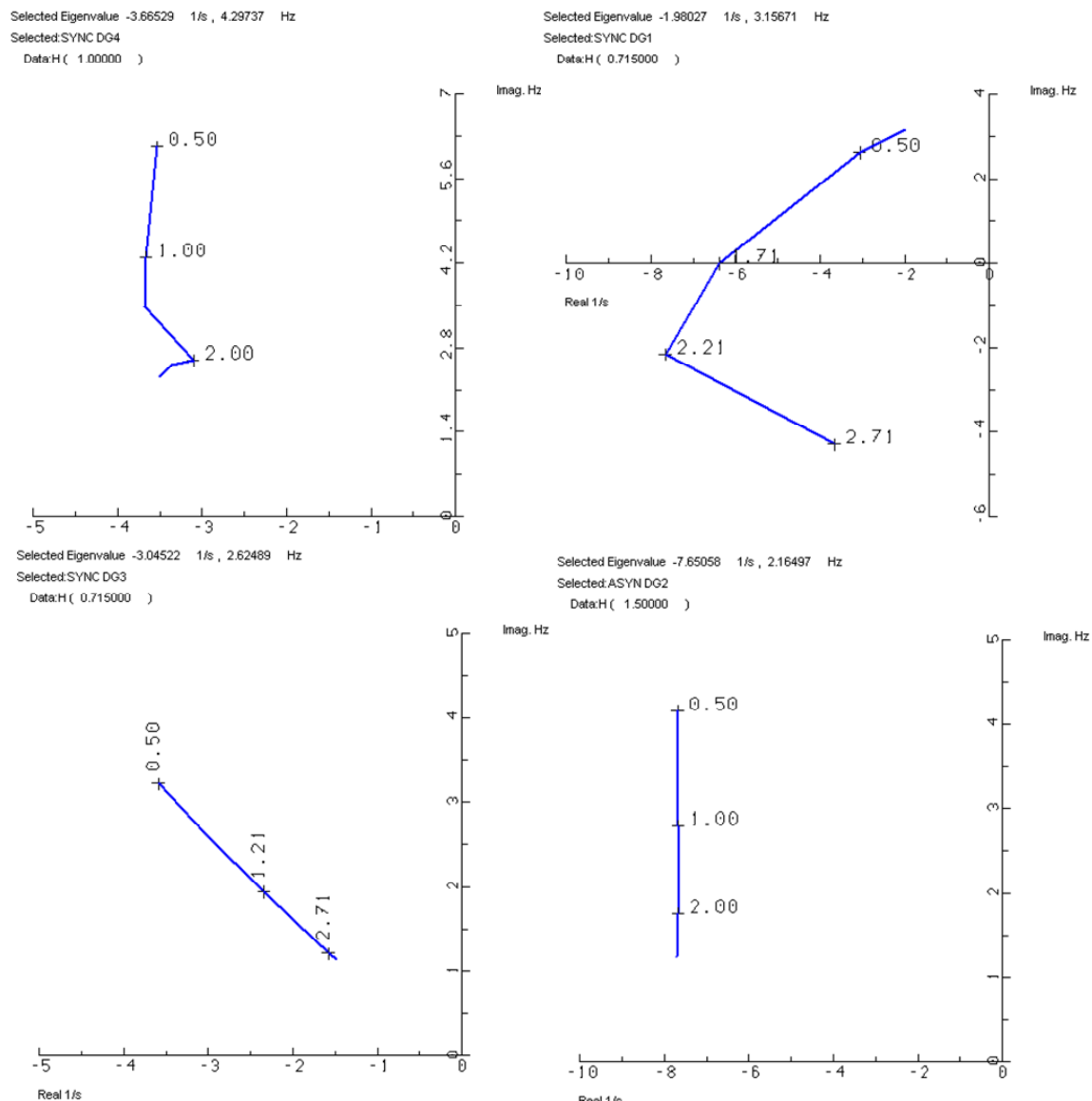
Figur 39: Data scanning av egenverdiparet 22/23 når KA i EXC DG1 varieres mellom 0.1 og 3p.u

Figur 40 viser hvordan egenverdi 26 beveger seg i det komplekse planet ved endring av forsterkningsparameteren KA i spenningsregulatoren til DG4. Det kompleks konjugerte egenverdiparet 26/27: $0.3022 \pm j0.1151$ ligger lengst til høyre i det komplekse planet. Og fra figuren ser en at redusert forsterkning i spenningsregulatoren kan bidra til et ustabilt system, da egenverdien beveger seg mot høyre. Felles for de komplekskonjugerte egenverdiparene 22/23 og 26/27, som blir påvirket av endringer i spenningsregulatoren, er at dempingen og frekvensen øker ved økt KA.



Figur 40: Data scanning ved endring av KA fra 0.1 til 5 p.u for egenverdi 26

Figur 41 illustrerer hvordan egenverdiene 6, 11, 13 og 15 beveger seg i det komplekse planet ved endring av H fra 0.5 til 3s. Egenverdiparene 6/7 og 15/16 blir mest påvirket av DG4 og DG2. En økning i H, i DG4 og DG2, bidrar til sterkt redusert frekvens på svingningene. Egenverdiparet 11/12 blir mest påvirket av DG1 og en økning i treghetskonstanten til DG1 opptil ca 2s virker dempende og frekvensen reduseres, men enda større økning i H bidrar til økt frekvens og redusert demping. Egenverdiparet 13/14 blir mest påvirket av DG3 og spenningsregulatoren til DG3. En økning i H til DG3 bidrar til redusert frekvens, men også redusert demping. Felles for alle egenverdiene, som blir påvirket av endringer i synkrongeneratorene, er at økt H bidrar til redusert frekvens på svingningene.



Figur 41: Data scanning ved endring av H fra 0.5 til 3s for egenverdiene 6, 11, 13 og 15.

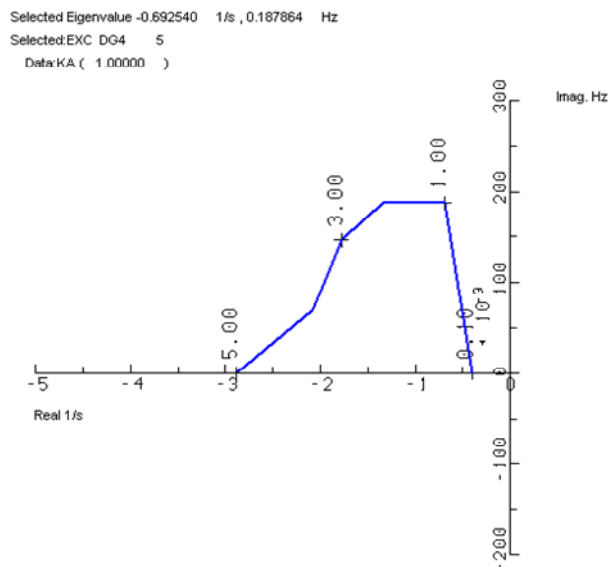
5.5.2 DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERQE

Tabell 15: Egenverdier for systemet med spenningsregulator EXCITERQE

Egenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med EXCITERQE			
14/15	-1,6963	3,1492	SYNC og EXC DG1
16/17	-2,4763	2,7722	SYNC DG3
18/19	-7,6090	2,1997	ASYN DG2
20/21	-14,6633	0,1899	EXC og SYNC DG3
25/26	-0,6925	0,1879	EXC og SYNC DG4

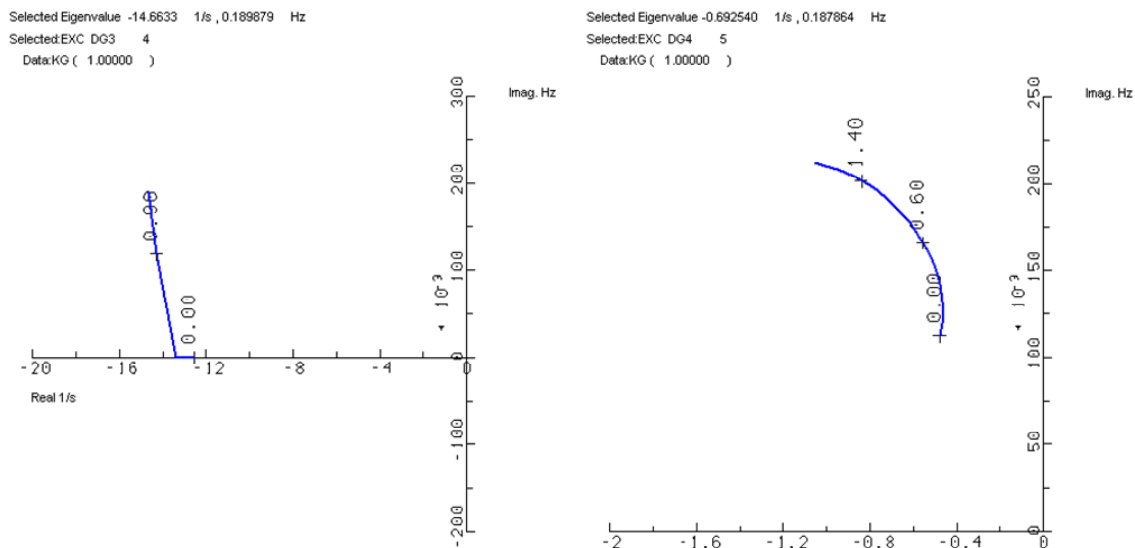
De komplekskonjugerte egenverdiparene for systemet med spenningsregulator EXCITERQE er samlet i Tabell 15. Egenverdi parene 14/15, 16/17 og 18/19 blir mest påvirket av generatoren DG1, DG3 og DG2 og en endring i tilhørende treghetskonstant fører til endring av egenverdiene. Her vil også økt H bidra til redusert frekvens. Men det kan virke som om endring i H til synkrongeneratorene ikke påvirker egenverdiene i samme grad som i tilfellet med EXCITERAC8B.

Egenverdiparene 20/21 og 25/26 blir mest påvirket av spenningsregulatoren til DG3 og DG4 og egenverdiparet 14/15 blir også påvirket av spenningsregulatoren til DG1. Det var først og fremst egenverdiparet 25/26 som forandret seg ved forandring i forsterkningsparameteren KA i spenningsregulatoren til DG4. Figur 42 viser hvordan egenverdi 25: $-0.6925+j0.1879$ beveger seg i det komplekse planet når KA endres fra 0.1 til 5p.u. Initialverdien til KA er 1p.u. Økt KA bidrar til økt damping og redusert frekvens. Når KA reduseres mot 0p.u beveger egenverdien seg til høyre i det komplekse planet. Og det er mulig at en for lav forsterkning kan resultere i et ustabilt system, da realdelen til egenverdien blir svært liten.



Figur 42: Forandring i egenverdi 25: $-0.6925+j0.1879$ ved endring av KA fra 0.1 til 5.

Det var egenverdiparene 20/21 og 25/26 som forandret seg mest ved endring av KG fra 0 til 2p.u. Figur 43 illustrer hvordan egenverdi 20: $-14.6633+j0.1899$ og egenverdi 25: $-0.6925+j0.1879$ beveger seg i det komplekse planet når KG endres fra 0.1 til 2p.u. Initialverdien til KG er 1p.u i begge regulatorene. I for de komplekskonjugerte egenverdiene 20/21 og 25/26 fører redusert KG til redusert frekvens og damping. Men igjen er det egenverdiparet 25/26 som er forandres mest ved endring i regulatorforsterkninger.



Figur 43: Endring av egenverdiene 20 og 25 ved forandring i forsterkning KG (PI- sløyfen)

5.5.3 DG enhetene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERSIN

Eigenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med EXCITERSIN			
11/12	-4,5641	4,0801	SYNC og EXC DG4
13/14	-1,9826	3,1770	SYNC og EXC DG1
15/16	-2,7535	2,8242	SYNC og EXC DG3
17/18	-7,6178	2,1971	ASYN DG2
23/24	-1,2681	0,1135	EXC og SYNC DG1
26/27	-0,4784	0,1061	EXC og SYNC DG4

Tabell 16: Eigenverdier for systemet med spenningsregulator EXCITERSIN

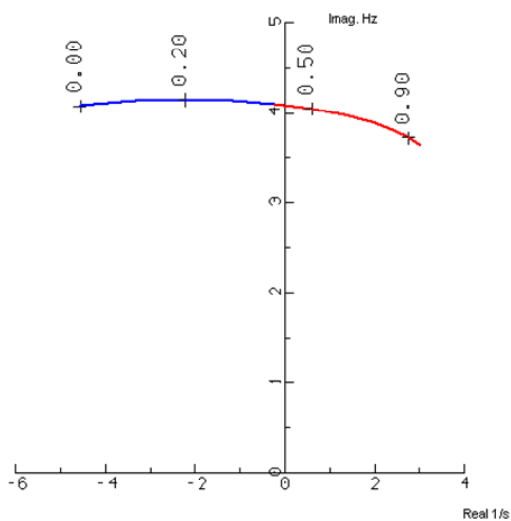
I avsnitt 5.4 ble det funnet at for spenningsregulatoren, EXCITERSIN, måtte forsterkningsparametrene KG justeres ned fra 1 til 0.0001p.u og KII fra 1 til 0.5p.u for at systemet skulle være små signalstabil.

I Tabell 16 er de komplekskonjugerte egenverdiparene for systemet med spenningsregulator EXCITERSIN. Egenverdiparene 11/12, 13/14, 15/16 og 17/18 blir mest påvirket av generatoren DG4, DG1 og DG3 og DG2. Felles for egenverdiene er at økt H bidrar til redusert frekvens. Men med denne spenningsregulatoren beveger egenverdiene mer i det komplekse plan ved forandring i H enn de gjorde med spenningsregulatoren EXCITERQE.

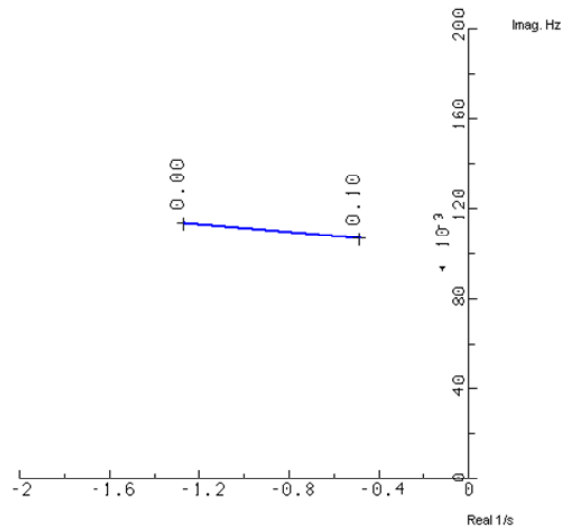
Egenverdiparene 23/24 og 26/27 blir mest påvirket av endringer i spenningsregulator til DG1 og DG4. Egenverdiparene 11/12 og 15/16 blir også påvirket av endringer i spenningsregulatoren til DG4 og DG3. Felles for alle egenverdiene er at en økning i forsterkningen KA til tilhørende spenningsregulator bidrar til økt demping av egenverdiene.

Figur 44 viser hvordan egenverdiene 11 og 23 beveger seg i det komplekse planet når forsterkningen i PI sløyfen KG økes fra 0 til 1p.u. Den opprinnelige verdien til KG er 0.0001p.u. Felles for egenverdiene 11 og 23 er at økt KG reduserer dempingen. Egenverdi 11 blir småsignal ustabil når $KG > 0.45p.u$. Når $KG = 0.1p.u$ forandrer ikke egenverdi 23 seg noe særlig ved større økning i KG. I realiteten måtte KG reduseres til 0.0001p.u og KII til 0.5p.u for at hele systemet skulle være småsignal stabilt. Men dette viser at egenverdiene endres mye ved endring i KG og for stor KG kan føre til ustabil system.

Selected Eigenvalue -4.56241 1/s , 4.08007 Hz
 Selected EXC DG4 8
 Data:KG (0.100000E-03)



Selected Eigenvalue -1.26808 1/s , 0.113486 Hz
 Selected EXC DG1 6
 Data:KG (0.100000E-03)



Figur 44: Egenverdi 11 og 23 ved forandring av KG fra 0 til 1p.u.

5.5.4 Sammenligning

Tabell 17: Samling av komplekskonjugerte egenverdipar fra alle analysene

Eigenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med spenningsregulator			
6/7	-3,6653	4,2974	SYNC DG4
11/12	-1,9803	3,1567	SYNC DG1
13/14	-3,0452	2,6249	SYNC og EXC DG3
15/16	-7,6473	2,1567	ASYN DG2
22/23	-1,2599	0,1298	EXC DG1
26/27	-0,3022	0,1151	EXC DG4
Uten spenningsregulator			
3/4	-1,9665	4,2973	SYNC DG4
8/9	-1,9851	3,1692	SYNC DG1
10/11	-2,0018	2,6461	SYNC DG3
12/13	-7,7049	2,1702	ASYN DG2
Med EXCITERQE			
14/15	-1,6963	3,1492	SYNC og EXC DG1
16/17	-2,4763	2,7722	SYNC DG3
18/19	-7,6090	2,1997	ASYN DG2
20/21	-14,6633	0,1899	EXC og SYNC DG3
25/26	-0,6925	0,1879	EXC og SYNC DG4
Med EXCITERSIN			
11/12	-4,5641	4,0801	SYNC og EXC DG4
13/14	-1,9826	3,1770	SYNC og EXC DG1
15/16	-2,7535	2,8242	SYNC og EXC DG3
17/18	-7,6178	2,1971	ASYN DG2
23/24	-1,2681	0,1135	EXC og SYNC DG1
26/27	-0,4784	0,1061	EXC og SYNC DG4

Tabell 17 viser en samling av de komplekskonjugerte egenverdiparene fra egenverdianalyse av systemet med og uten spenningsregulator og med VAR eller $\sin\theta$ sløyfe. I modal analyse ble det funnet hvilke synkrongenerator som påvirket en valgt egenverdi mest. Og SYNC angir at det er selve generatoren som påvirker egenverdien mest, EXC står for spenningsregulatoren og ASYN står for asynkrongenerator.

Det er ingen tvil om at en form for spenningsregulering virker dempende på systemet. Som forventet vil det komplekskonjugerte egenverdiparet som blir mest påvirket av asynkrongeneratoren DG2 være relativt likt i alle fire tilfellende. I alle tilfellende med spenningsregulator er det egenverdiparet som blir mest påvirket av spenningsregulatoren til DG4 som ligger lengst til høyre i det komplekse planet. Ut ifra egenverdiene kan det virke som om situasjonen hvor maskinen opererer med $Q=0$ eller $\sin\theta=0$ og ikke produserer eller trekker reaktiveffekt gir et litt mer dempet system.

Figur 41 viser hvordan de komplekskonjugerte egenverdiene til systemet med spenningsregulator AC8B, som blir mest påvirket av synkrongeneratoren, beveger seg i det komplekse planet ved endring av treghetskonstanten, H , som tilhører maskinen som påvirker egenverdien mest. Felles for alle egenverdiene er at økt H bidrar til redusert frekvens. Og økt H kan bidra til både redusert og økt demping. Når generatorene var utstyrt med spenningsregulatoren EXCITERQE eller EXCITERSIN bidro også økt H til redusert frekvens. Men det var når generatorene var utstyrt med EXCITERAC8B at forandring i H påvirket egenverdiene mest. En forandring i H til DG2 gir cirka samme forandring av egenverdien i alle tre analysene.

Ved forandring i forsterkningsparameteren, KA , i spenningsregulatoren fra 0.1 til 5p.u var felles trekkene for egenverdiene som ble påvirket av en endring i KA at økt KA bidro til økt demping av egenverdiene. I tilfelle med spenningsregulator EXCITERAC8B ble realdelen til egenverdiparet 26/27 svært liten når KA var lik 0.1p.u. Det samme ble registrert med spenningsregulator EXCITERQE, der realdelen til egenverdiparet 25/26 ble svært liten ved $KA=0.1$ p.u. Igjen er det egenverdiparet som blir mest påvirket av endring i spenningsregulatoren til DG4 og som er mest kritisk da den ligger lengst til høyre i det komplekse planet.

Den opprinnelige verdien for forsterkningsparameteren, KG , i PI- sløyfen var ulik ved analyse av EXCITERQE og EXCITERSIN. Ved bruk av spenningsregulator EXCITERSIN på alle synkrongeneratorene måtte KG reduseres fra 1 til 0.0001p.u på samtlige regulatorer for å unngå egenverdier med positiv realdel i presimuleringen. Ved bruk av spenningsregulator EXCITERQE var den opprinnelige verdien til KG lik 1p.u. En reduksjon i KG førte til redusert demping og frekvens av egenverdiene som ble påvirket av en endring i KG . Ved analyse med spenningsregulator EXCITERSIN var den opprinnelige verdien til KG 0.0001p.u. Ved en økning i KG fikk egenverdien (som blir mest påvirket av endring i EXC DG4) positiv realdel og ble småsignal ustabil når KG ble større enn 0.45p.u. En reduksjon i KG fører altså til redusert demping av egenverdiene med spenningsregulator EXCITERQE og økt demping av egenverdiene med EXCITERSIN.

5.6 Transient analyse:

5.6.1 Kritisk klareringstid

Det ble valgt å finne kritisk klareringstid til synkrongeneratorene når de er utstyrt med spenningsregulator, EXCITERAC8B. Kritisk klareringstid er tiden det tar før en synkrongenerator faller ut av synkronisme ved en kortslutning på en gitt node. Klareringstid i distribusjonsnettet er på mellom 0.5s og 1s [38] og effektbryteren til en synkrongenerator har en klareringstid på mellom 0.1 og 0.2 sekunder.

Filene som er benyttet er `snaasa_cct.optpow`, `snaasa_cct.dynpow` og `regulator.dsl`. Lastflyt med `snaasa_cct.optpow` tilsvarer lastflyt fra case 3. To ulike situasjoner skal undersøkes. Ved case a har synkrongeneratorene sin opprinnelige treghetskonstant, H. I case b er treghetskonstanten til synkrongeneratorene satt lik 2s.

Tabell 18 viser kritisk klareringstid, for case a og b, i Snåsa nettet ved trefase til jord feil ved ulike noder. I case a er treghetskonstanten til DG1 og DG3 lik 0.715s og treghetskonstanten til DG4 er lik 1s. I case a ligger kritisk klareringstid mellom 0.162 og 0.248 sekunder. Ved feil på noder nær DG1, BUS2, 3 og 4, er det DG1 som først faller ut av synkronisme. Ved feil på nodene BUS14 eller BUS15 er det DG3 som først faller ut av synkronisme. Ved trefase til jord feil på de andre nodene i nettet er det DG4 som først faller ut av synkronisme. Som forventet er systemet minst følsomt for en kortslutning på node BUS10 som ligger ytterst i nettet.

I case b er treghetskonstanten til alle synkrongeneratorene satt lik 2s. Av tabellen registreres det at kritisk klareringstid i nettet har økt betraktelig. I case b ligger kritisk klareringstid mellom 0.230 og 0.390 sekunder. Ved nodene BUS14 og BUS15 som ligger nærmest DG3 og DG2 er det DG3 som først faller ut av synkronisme ved kortslutning på disse nodene. Det DG4 som først faller ut av synkronisme ved trefase til jord feil på de andre nodene i systemet.

Tabell 18: Kritisk klareringstid i Snåsa nettet ved ordinær og økt treghetskonstant, H.

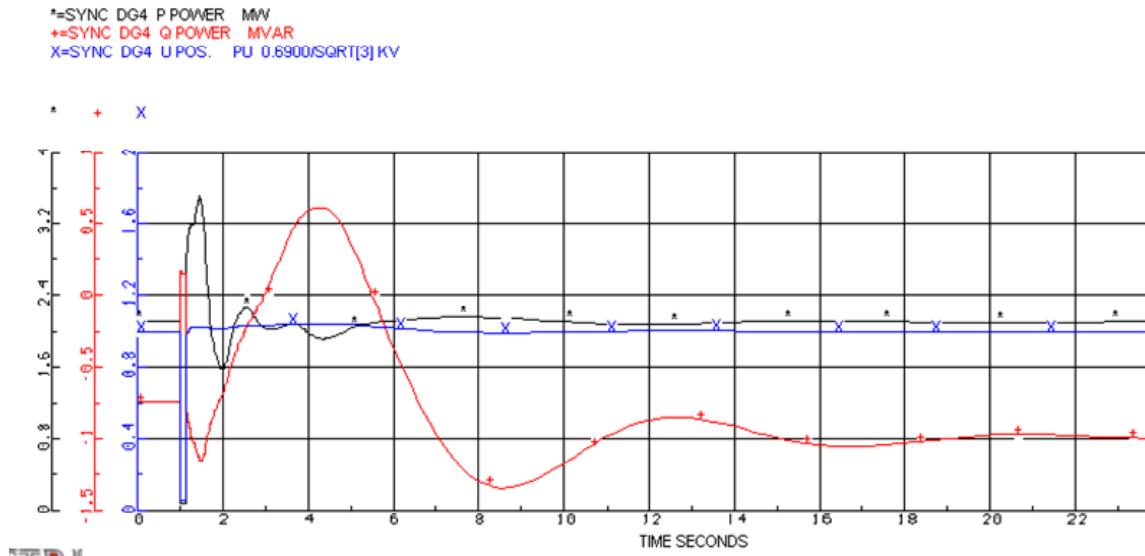
Kritisk klareringstid [s]	Case a			Case b		
	DG1 (H=0.715)	DG3 (H=0.715)	DG4 (H=1.0)	DG1 (H=2.0)	DG3 (H=2.0)	DG4 (H=2.0)
Trefase til jord feil v/node						
BUS2	0,163					0,249
BUS3	0,164					0,248
BUS4	0,163					0,248
BUS5			0,175			0,243
BUS6			0,175			0,244
BUS7			0,166			0,248
BUS8			0,166			0,242
BUS9			0,162			0,242
BUS10			0,248			0,349
BUS11			0,162			0,230
BUS12			0,165			0,239
BUS13			0,164			0,239
BUS14		0,234			0,390	
BUS15		0,213			0,359	

5.6.2 Trefase til jord feil ved bus 15

Det ble valgt å legge en trefase til jord feil på node BUS9 ved $t=1$ s. Ved $t=1.15$ kobles feilen fra ved at linjen mellom BUS9 og BUS10 kobles fra nettet. Filene som benyttes er snaasa_cct.optpow, snaasa_cct.dynpow og regulator.dsl. Lastflyt med snaasa_cct.optpow tilsvarer lastflyt fra case 3.

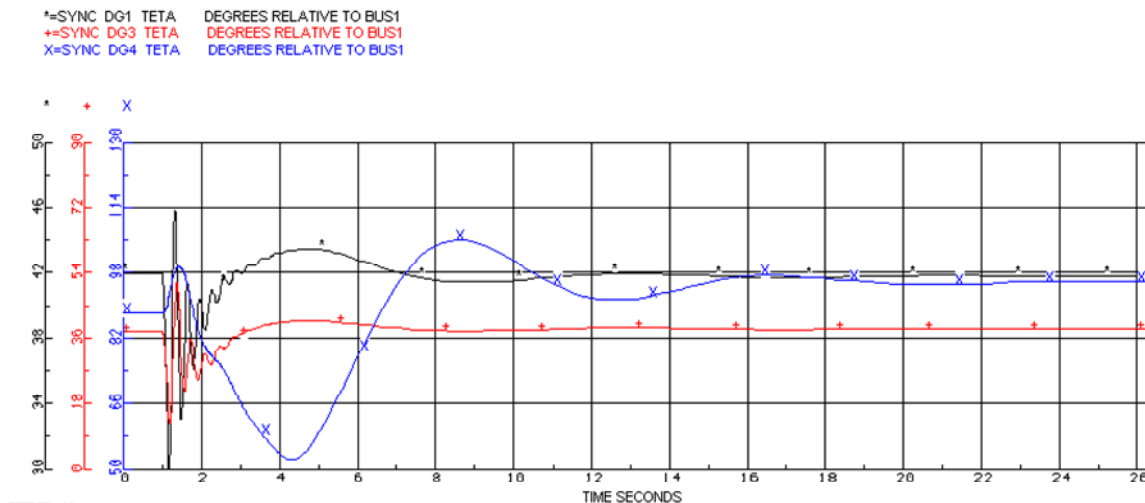
Ved en trefase til jord feil på BUS9 med en klareringstid på 0.15 sekunder faller synkrongenerator DG4 ut av synkronisme 0.162 sekunder etter at feilen oppstod. Treghetskonstanten til synkrongenerator DG4 ble økt til 2s. Ved en kortslutning på BUS9 med klareringstid på 0.15 sekunder holder DG4 nå på synkronismen.

Figur 45 viser tidsresponsen til P, Q og U for synkrongenerator DG4 ved en trefase til jord feil på BUS9. Aktiv effekt pendler med en frekvens på ca 3.2Hz. I lineær analyse ble det funnet at maskinenes elektromekaniske egenfrekvens var på 4.3Hz. Grunnen til at frekvensen er redusert er at maskinenes treghetskonstant H ble økt fra 1 til 2s. Før forstyrrelsen trekker maskinen 0.76MVar. I ny stasjonærtilstand etter forstyrrelsen trekker maskinen ca 1MVar.



Figur 45: P, Q og U til DG4, med H=2, ved kortslutning på node BUS9.

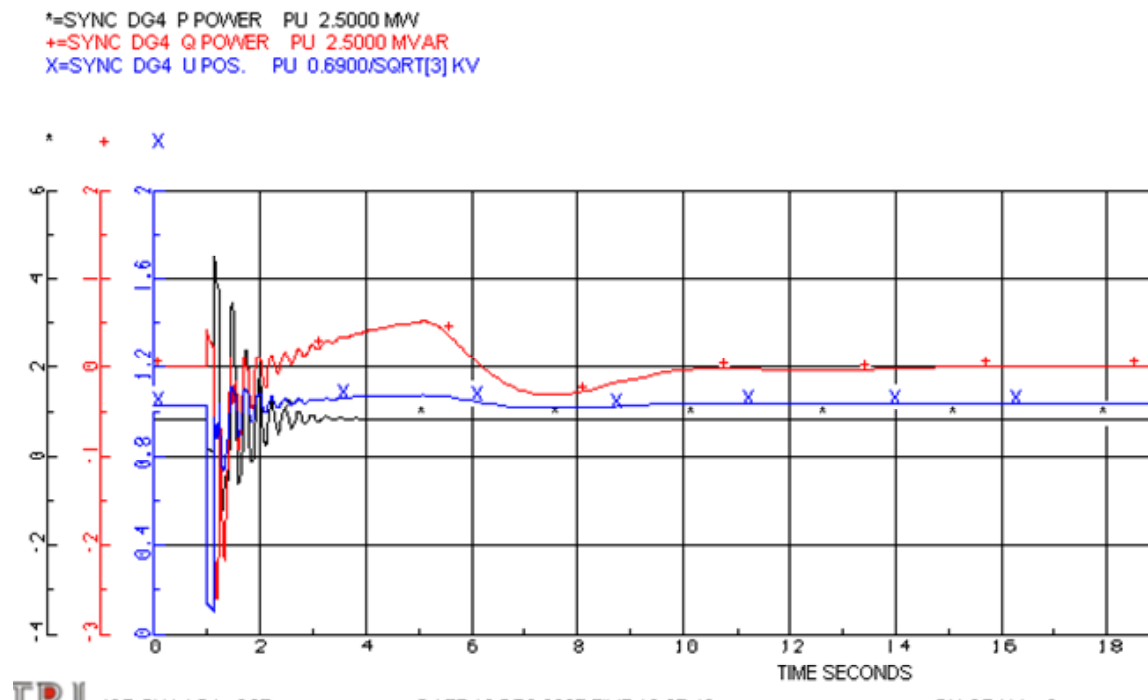
Figur 46 viser polhjulsvinkel (relativ til det stive nettet) til synkrongenerator DG1, DG3 og DG4 etter en trefase til jord feil ved BUS9 med en klareringstid på 0.15 sekunder. Polhjulsvinkelen til DG1 før og etter feilen er 42 grader. Polhjulsvinkelen til DG3 før og etter feilen er 38 grader. DG4 opererer ved $t=0$ med en relativt stor polhjulsvinkel på 88 grader, i forhold til DG1 og DG3. Etter feilen har DG4 en ny stasjonær polhjulsvinkel lik 95.7 grader. Polhjulsvinkelen har økt fordi maskinen trekker mer reaktiv effekt enn før forstyrrelsen.



Figur 46: Polhjulsvinkel (teta) for synkrongeneratorene DG1, DG3 og DG4 ved kortslutning på node BUS9.

Det ble valg og gjennomføre samme forstyrrelse når synkrongeneratorene er utstyrt med spenningsregulator EXCITERQE. Lastflyt case 4 benyttes: Der har synkrongeneratorene PQ kontroll i optpow og de verken produserer eller trekker reaktiv effekt. Ved en trefase til jord feil på BUS9 med en klareringstid på 0.15 sekunder beholdt alle synkrongeneratorene synkronismen. I tilfelle med AVR regulator mistet DG4 synkronismen ved denne forstyrrelsen. Det ble valgt å kun ta med figurer over tidsresponsen til DG4.

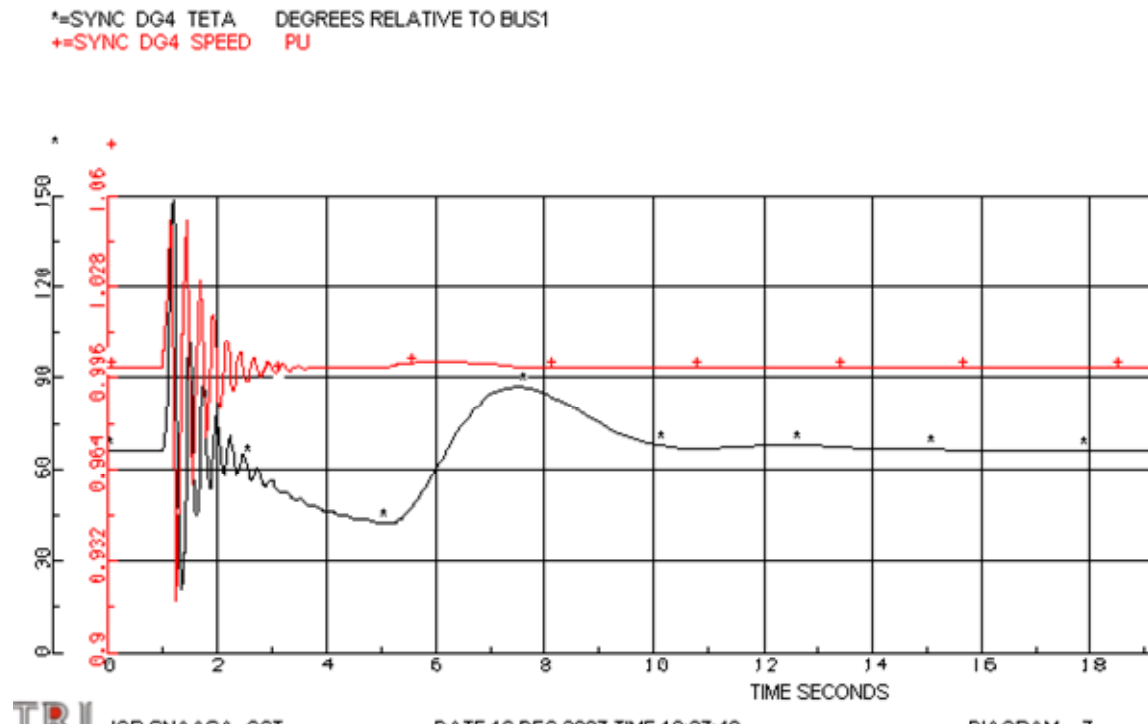
Figur 47 illustrerer tidsresponsen til P, Q og for DG4 ved en trefase til jord forstyrrelse ved BUS9 med klareringstid på 0.15 sekunder. Synkrongeneratoren er utstyrt med spenningsregulator EXCITERQE og treghetskonstanten er lik 1. Etter forstyrrelsen stabiliserer maskinen seg i et nytt stasjonært driftspunkt.



Figur 47: P, Q og U til DG4 (H=1) med spenningsregulator EXCITERQE ved kortslutning på node BUS9.

Figur 48 illustrerer polhjulsvinkel og hastighet til DG4 før og etter en kortslutning på BUS9. Polhjulsvinkelen til DG4 før og etter forstyrrelsen er ca 67 grader. Polhjulsvinkel etter forstyrrelsen er lik vinkelen før forstyrrelsen, fordi generatoren avgir lik mengde aktiv effekt før og etter forstyrrelsen og regulatoren regulerer slik at reaktiv effekt blir null.

En forklaring på at DG4 beholdt synkronismen i tilfelle med spenningsregulator EXCITERQE og ikke i tilfellet med spenningsregulator EXCITERAC8B kan være at maskinen opererer med en lavere polhjulsinkel med $Q=0$.



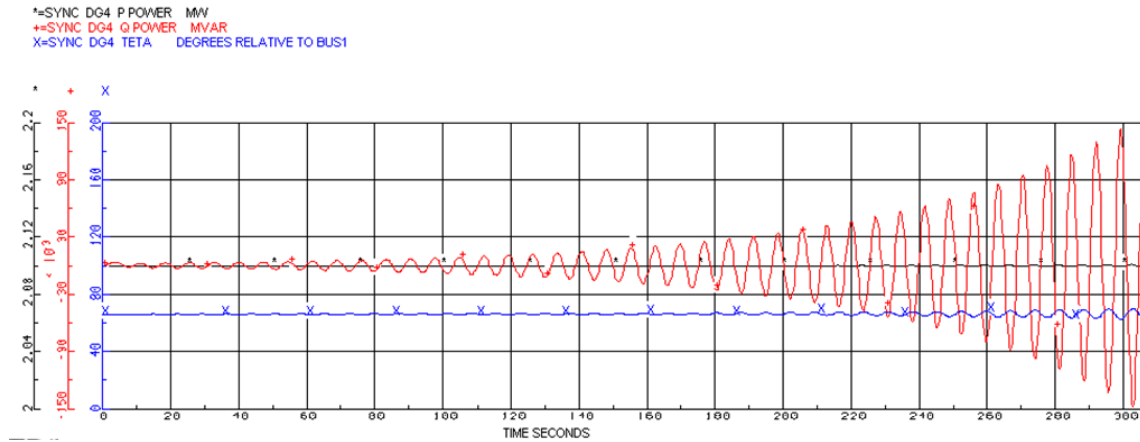
Figur 48: Polhjulsinkel (teta) og hastighet (p.u) til DG4 (H=1) med spenningsregulator EXCITERQE ved kortslutning på node BUS9.

5.6.3 Endring i regulatorforsterkningen

Alle synkrogeneratorene har spenningsregulator EXCITERQE og lastflyt case 4 benyttes. Følgende endringer er gjennomført i spenningsregulatoren til DG4:

- Forsterkningen KP er redusert fra 150 til 50p.u
- Regulatorforsterkningen KA er redusert fra 1 til 0.5p.u

For å få startet simuleringene måtte DEND settes lik -1 i CONTROL PARAMETER gruppen, slik at SIMPOW hopper over presimuleringen. Figur 49 illustrerer P, Q og polhjulsinkelen til DG4 med spenningsregulator EXCITERQE med redusert forsterkning, $KP=50p.u$ og $KA=0.5p.u$. Det oppstår økende pendlinger. Først er amplituden på reaktiv effekt svingningene som øker markant og etter hvert øker amplituden på svingningene i polhjulsinkelen. Svingninger i aktiv effekt øker også (men den var ikke plass til det i tidsplottet i Figur 49). Etter 444 sekunder faller synkrogeneratoren ut av synkronisme.



Figur 49: P, Q og U til DG4 ved reduksjon i forsterkningen til EXCITERQE (KP=50p.u, KA=0.4p.u)

Tabell 19 viser de komplekskonjugerte egenverdiene til systemet når forsterkningen til EXCITERQE til DG4 er redusert. Forsterkning i PID- regulatoren, KP, ble redusert fra 160 til 50p.u og forsterkningen i spenningsregulatoren, KA, ble redusert fra 1 til 0.4p.u. Egenverdi pare 22/23 har positiv realdel lik 0.0142. Systemet er småsignal ustabilt og det forklarer hvorfor det oppstår økende pendlinger selv om systemet ikke utsettes for en forstyrrelse. Frekvensen til egenverdi pare 22/23 er ca 0.14Hz og det passer med frekvensen på effektpendlingene som ble lest av grafen til å være ca 0.15Hz.

Tabell 19: Egenverdier til systemet når forsterkningen til EXCITERQE til DG4 er redusert (KP=50p.u, KA=0.4p.u)

List of Eigenvalues

```

6 -3.383527 1/s, +4.070679 Hz
7 -3.383527 1/s, -4.070679 Hz
10 -1.734060 1/s, +3.161991 Hz
11 -1.734060 1/s, -3.161991 Hz
12 -2.470610 1/s, +2.786008 Hz
13 -2.470610 1/s, -2.786008 Hz
14 -7.638898 1/s, +2.221781 Hz
15 -7.638898 1/s, -2.221781 Hz
16 -14.646822 1/s, +0.178210 Hz
17 -14.646822 1/s, -0.178210 Hz
22 +0.014167 1/s, +0.139940 Hz
23 +0.014167 1/s, -0.139940 Hz

```

5.7 Resultat

Småkraftverkene som er under planlegging og skal knyttes til Snåsa distribusjonsnett (22kV) bygges ut av private aktører. Utbyggerne står fritt til å velge type anlegg og type spenningsregulering. NTE forutsetter at $\cos\theta=1$ ved 22kV noden som generatortransformatoren er tilknyttet. Hvis generatorene trekker reaktiv effekt fra 22kV nettet vil eier bli fakturert for det reaktive effektforbruket. På småkraftverk velges ofte nominell generatorytelse nær nominell turbinytelse. Kraftverket vil da ikke kunne produsere eller trekke noe særlig reaktiv effekt uten at det blir overbelastet. I det tilfellet kan det være aktuelt å utstyre synkrongeneratoren med en spenningsregulator med VAR eller $\cos\theta$ kontroll.

I lastflytanalyse, case 4, ble alle synkrongeneratorene satt som PQ kilder og Q ble satt lik 0. For synkrongenerator DG4 som ligger ytterst i nettet førte dette til en høy klemmespenning på grensen til hva som er anbefalt for en generator. Hvis DG4 ikke skal trekke reaktiv effekt fra nettet for å holde terminalspenningen nede vil maksimum aktiv effektproduksjon begrenses til ca 2.1MW med denne data modellen av nettet. Hvis aktiv effektproduksjon skal overstige 2.1MW vil synkrongeneratoren måtte trekke litt reaktiv effekt for å holde terminalspenningen under maksimalt anbefalt stasjonærspenning for en generator.

Dersom VAR eller $\cos\theta$ kontroller inkluderes i en spenningsregulator er det nødvendig at PI- sløyfen er tregere enn PID- regulatoren. Det innstillingen av forsterkingene KG og KII som avgjør hastigheten til PI- sløyfen. I avsnitt 5.4.4 ble det funnet at en halvering av KG fra 1p.u bidro til at synkrongeneratoren raskere fant et nytt likevektspunkt etter en forstyrrelse. For at spenningsregulatoren med $\sin\theta$ regulering skulle virke måtte KG settes lik 0.0001p.u. Dette er en svært lav forsterkning som gjør PI- sløyfen treg. En så lav forsterkning vil også føre til at det kan være et lite avvik mellom $\sin\theta$ før og etter en forstyrrelse. Hvorfor KG måtte reduseres til en så liten verdi er usikkert.

I lineæranalyse kom det fram at en form for spenningsregulering gir et bedre dempet system. Det kan virke som om systemet er bedre dempet ved situasjonen hvor $Q=0$ for synkrongeneratorene. Ved bruk av funksjonen ”data scanning” i SIMPOW ble det sett på hvordan endring i ulike parametere påvirket egenverdiens damping og frekvens. En økning i tregheitskonstanten, H, til synkrongeneratoren førte til en reduksjon i generatorens elektromekaniske egenfrekvens. Hvordan endring i H påvirket dempingen til egenverdiene varierte fra maskin til maskin. En økning i regulator forsterkningen, KA, bidro stort sett til økt damping av egenverdiene og en reduksjon i KA førte til redusert damping av egenverdiene. Egenverdiene der økt KA bidro til litt redusert forsterkning ble

i utgangspunktet lite påvirket av en forandring i KA og KA måtte økes mye før det hadde en liten effekt.

Forsterkningen, KG, i PI- sløyfen påvirket egenverdiene ulik. Når synkrongeneratorene var utstyrt med spenningsregulatoren EXCITERQE hadde KG opprinnelig verdi lik 1p.u. En reduksjon i KG fra 1 mot 0p.u førte til redusert demping og frekvens av egenverdiene. Ved egenverdianalyse av systemet der synkrongeneratorene var utstyrt med EXCITERSIN førte økt KG til at systemet ble småsignal ustabilt. Det var som forventet da KG måtte reduseres kraftig fra 1 til 0.0001p.u for at spenningsregulatoren med PI-sløyfe skulle være småsignalstabil. Høyere KG førte til egenverdier med positiv realdel i presimuleringen og systemet ble følgelig småsignalustabilt.

I den transiente analysen ble det undersøkt hvordan en reduksjon i spenningsforsterkningen, KA, og proporsjonalforsterkningen, KP, påvirket spenningsregulator EXCITERQE til synkrongenerator DG4. Forsterkningen i PI- sløyfen ble ikke endret. Ved en så redusert forsterkning i spenningsregulatoren ble generatoren småsignal ustabilt og det oppstod økt pendlinger fra $t=0$ uten at systemet ble utsatt for en forstyrrelse.

Det kan virke som om når en spenningsregulator er utstyrt med en Var eller effektfaktor sløyfe må denne PI- sløyfen være tregere enn selve spenningsregulatoren. I tilfelle med spenningsregulator med effekt faktor kontroll (EXCITERSIN) måtte PI- sløyfen være ekstremt treg for at systemet skulle være småsignal stabilt. I tilfelle med spenningsregulator med Var kontroll (EXCITERQE) ble systemet småsignalustabilt når forsterkningen i spenningsregulatoren ble redusert. En mulig forklaring er at redusert forsterkning i spenningsregulatoren førte til at PI- sløyfen ble for hurtig.

Kritisk klareringstid ble funnet for systemet når synkrongeneratorene var utstyrt med spenningsregulator, EXCITERAC8B. Kritisk klareringstid er tiden det tar før en synkrongenerator faller ut av synkronisme ved en kortslutning på en gitt node. Kritisk klareringstid ble funnet for systemet der maskinene hadde sin ordinære treghetskonstanter, H, og der treghetskonstanten til synkrongeneratorene ble økt til 2s. Tilfellet der synkrongeneratorene opererte med sine opprinnelige treghetskonstanter lå kritisk klareringstid mellom 0.162 og 0.248 sekunder avhengig av hvor i nettet kortslutningen oppstår. I tilfellet med økt treghetskonstant lå kritisk klareringstid til mellom 0.230 og 0.390 sekunder. En økning i treghetskonstanten, H, til en eller flere generatorene øker dermed kritisk klareringstid i nettet avhengig av hvor i nettet feilen oppstår.

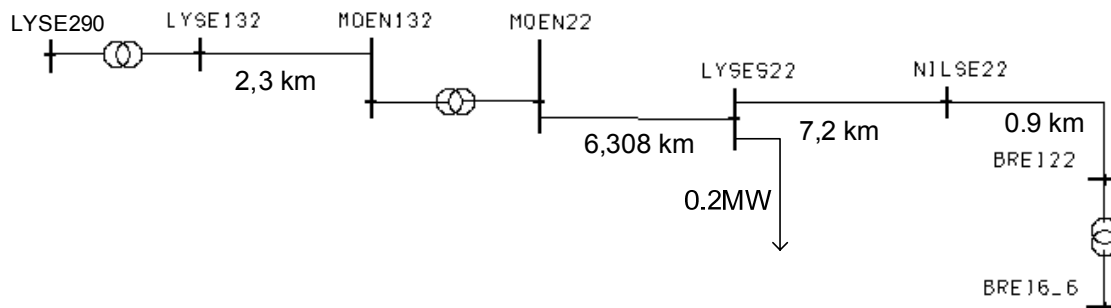
6 Case 2: Breiava kraftverk

Ved idriftsettelsesprøvene av Breiava kraftverk oppstod det problemer ved opplasting av aggregatet. I utgangspunktet skal kraftverket kunne produsere opptil 14.4MW og generatoren har en ytelse på 16MVA. Når aggregatet ble lasta opptil 7MW oppstod det stående pendlinger. Pendlingene hadde en amplitude på ca 1MW og en frekvens på 1-2 Hz. Pendlingene avtok markant ved å laste ned litt på aggregatet.

I oppgaven skal det prøves å gjenskape denne situasjonen. Det er Lyse Produksjon som drifter Breiava kraftverk og de har bidratt med informasjonen om nettet, komponenter og generatordata. I Statnett rapporten ”Stabilitetsberegninger for tiknytning av Breiava kraftverk i Lysebotn” [39] er det gjort analyser av situasjonen. Det ble valgt å lage en modell uavhengig av Statnett sin rapport. Nett og komponentdata er satt opp på grunnlag av e-post korrespondanse med J. Pedersen ved Lyse Produksjon. Linje/kabel data er hentet fra Planleggingsbok for kraftnettet[40].

I normal drift produserer kraftverket 14MW og 2.5MVA_r. Når pendlingene oppstod ble det produsert 7MW og null reaktiv effekt.

Figur 50 viser enlinjeskjema over nettet modellert i SIMPOW. Noden LYSE300 er modellert som stivt nett med konstant spenning og frekvens. Kraftverket Breiava er koblet til noden BREI6_6.



Figur 50: Enlinjeskjema over nettet tegnet i SIMPOW. Breiava kraftverk ligger ved BREI6_6 noden.

Det er et lastuttak ved Storetjern og lasten varierer mellom 200- 500kW. Det er antatt at denne lasten kan legges på LYSES22 noden og lasten settes lik 200kW.

Trinnkobler på Moen 125/23kV transformator har trinn fra -12 til +12 og hvert trinn er på 1.6 %. Det antas at trinnkobler er på 125kV siden og da tilsvarer et trinn på 1.6 % 2kV. I

normaldrift står trinnkobleren for Moen transformator i trinn +4. Det antas at trinnkobler også stod i trinn +4 under idriftsettelsesprøvene av Breiava kraftverk. Transformatordata og linjedata er i vedlegg H.1.

I vedlegg H.1 er også data for synkrongeneratoren som vil bli brukt i SIMPOW modellen. Det ble valgt å modellere den som en TYPE=2 maskin. TYPE=2 er en maskin modellert med en feltvikling, en dempevikling i d-aksen og en dempevinkling i q-aksen. Magnetiskmetning er også inkludert i modellen.

Turbinregulatoren til Breiava kraftverk er ikke inkludert i analysen. Det er valgt å bruke spenningsregulatoren, EXCITERAC8B, til simuleringene fordi den allerede er benyttet i Snåsa casen. Denne spenningsregulatoren egner seg best for mindre synkrongeneratorer, men den vil illustrere innvirkning av spenningsregulator på generatoren.

Programvaren fra Basler ble benyttet for å beregne anbefalt PID-innstilling til spenningsregulatoren. Tidskonstanten T'_{d0} til generatoren er 4.85s og den ble brukt som input verdi. Programvaren foreslo en tidskonstant til feltgeneratoren, TE, på 0.8s. Denne verdien er passer for størrelsen på generatoren og skal benyttes videre i oppgaven. I Tabell 20 er PID-parametere beregnet i programvaren BESTCOMS_DECS100 og disse skal benyttes i oppgaven. Spenningsregulatoren med denne PID-innstillingen vil videre i oppgaven få navnet spenningsregulator nr 1.

Tabell 20: PID-parametere beregnet i programvaren BESTCOMS_DECS100

	T _{do} [s]	TE [s]	KP [p.u]	KI [p.u]	KD [p.u]
Breiava 16MVA	4,85	0,8	154,2	140,85	46

Synkrongeneratoren i Breiava kraftverk har litt høyere reaktanser enn synkrongeneratoren benyttet i Snåsa casen. Maskindata til synkrongeneratoren fra Snåsa casen som ble benyttet på DG1 er vist i vedlegg F.2. Det ble valgt å benytte synkrongeneratoren fra Snåsa casen for å sammenligne om det er noen forskjell i responsen til en maskin med høye reaktanser versus en maskin med lavere reaktanser. Ytelsen på maskinen fra Snåsa casen settes lik 16MVA. Maskindataene er oppgitt i p.u verdier slik at den nå vil representere en større maskin. Maskinen vil videre i oppgaven bli henvist til som generatormodell nr 1.

I vedlegg H.2 er breiava.optpow fil som benyttes ved lastflyt analyse. DYNPOW fil breiava.dynpow fil som benyttes ved dynamiske analyser finnes i vedlegg H.3. Den samme dsl filen, regulator.dsl, som ble benyttet i Snåsa casen brukes her og er vist i vedlegg D.

Nedfor er innstillingen til spenningsregulator nr 1 i dynpow. Det henvises til

Tabell 1 i kapittel 3 ”Magnetiseringssystem til synkrongenerator” for beskrivelse av de ulike parametrene i spenningsregulator modellen. Spenningsregulator nr 1 vil bli brukt på Breiava synkrongenerator og synkrongeneratormodell nr 1 (fra Snåsa casen).

!Spenningsregulator nr.1

1 TYPE=DSL/EXCITERAC8B/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
TE=0.8 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
TD=0.01 KD=46 KI=140.85 KP=154.2

6.1 Lastflyt analyse

Det er to ulike lastflytsituasjoner å forholde seg til. Ved idriftsettelsesprøvene oppstod problemer når generatorene nådde en produksjon på 7MW og 0MVar. Normaldrift for kraftverket er i dag en produksjon på 14MW og 2.5MVar. Situasjonene får navnet henholdsvis case a og case b prøves å gjenskapes i SIMPOW.

I vedlegg H.4, figur 1, er enlinjeskjema over lastflytresultatet for case a. Når klemmespenningen på generatoren ble satt til 6.66kV, produserer generatoren 7MW og trekker reaktiv effekt lik 0.02MVar. Dette var det nærmeste en kom det opprinnelige situasjonen.

I vedlegg H.4, figur 2, er enlinjeskjema over lastflytresultatet for case b. I normaldrift produserer generatoren 14MW og 2.5MVar. Det nærmeste en kom denne situasjonen i modellen var en produksjon på 14MW og 2.36MVar. Da er klemmespenningen til generatoren satt til 6.9kV. Her er nodespenningene nettet litt høyere enn i case a.

6.2 Dynamisk analyse

6.2.1 Lineæranalyse

Det ble valgt å gjennomføre lineæranalyse med utgangspunktet i generatorens normaldrift, der den produserer 14MW og 2.36MVar (lastflyt case b) og den er utstyrt med spenningsregulator nr.1. Analysen skal gjennomføres både med Breiava synkrongenerator og synkrongenerator modell nr1.

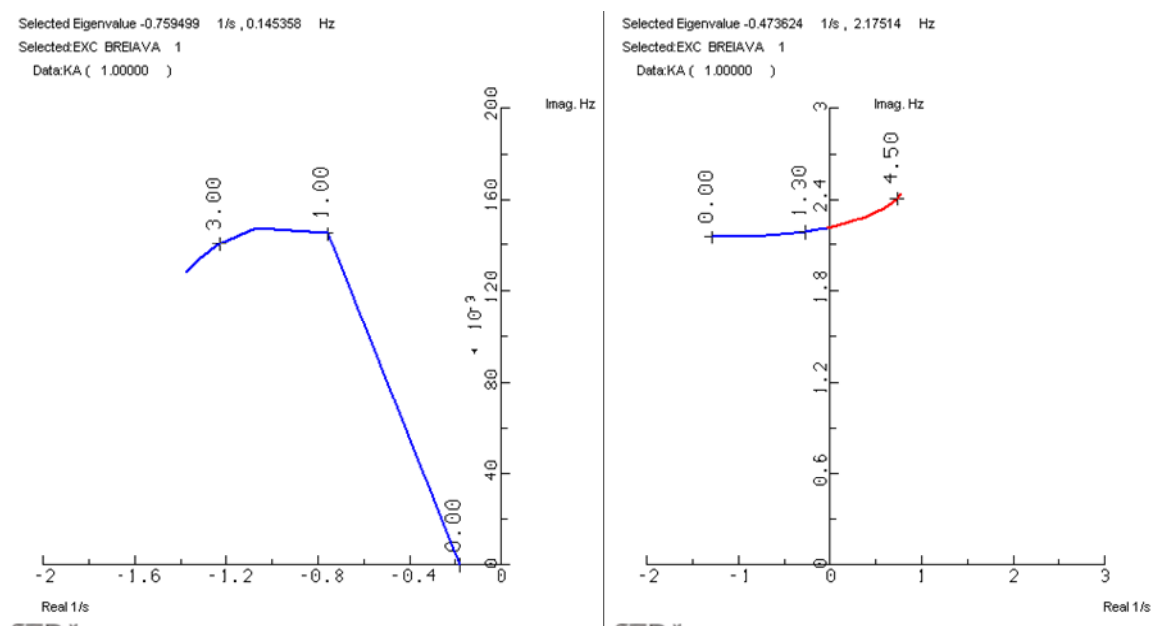
De komplekskonjugerte egenverdiene for systemet med spenningsregulator er gjengitt i Tabell 21. Systemet er småsignalstabil da realdelen til alle egenverdiene er negativ. Det er egenverdiparet 3/4 $-0.4736 \pm j2.1751$ som er mest interessant i analyse, da den har lavest demping og svinger med maskinens elektromekaniske egenfrekvens.

Tabell 21: Komplekskonjugerte egenverdier for systemet med Breiva synkrongenerator og spenningsregulator nr 1.

Egenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med spenningsregulator			
3/4	-0,4736	2,1751	SYN/EXC
5/6	-0,7595	0,1454	EXC

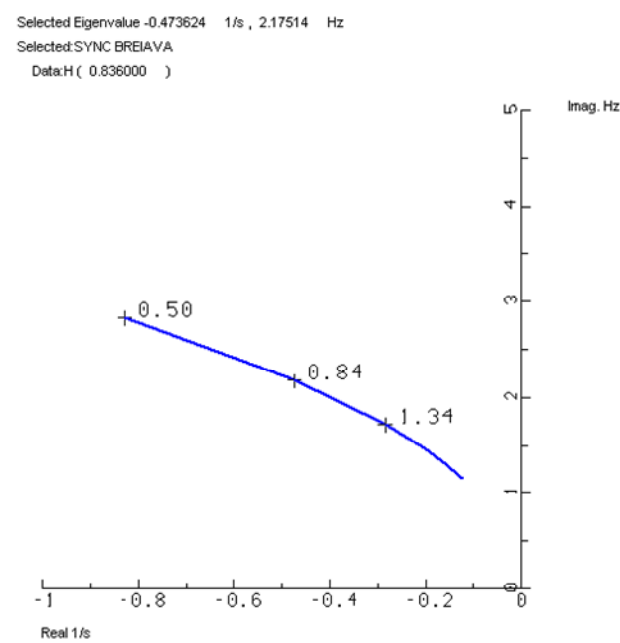
Data skanning skal benyttes for å undersøke hvordan innstilling av forsterkningsparametrene i spenningsregulatoren påvirker egenverdiene. Der skal studeres hvordan endringer i PID- parametrene påvirker egenverdiene. Forsterkningene KP, KD og KI kan lett endres manuelt i regulatoren. Det skal også undersøkes hvordan endring i forsterkningsparameteren til spenningsregulatoren, KA, og treghetskonstanten, H, påvirker egenverdiene. Formålet med analyse er å undersøke hva som kan føre til at generatoren kan bli ustabil.

Endringer i PID- regulatorforsterkningene KP, KD og KI påvirker egenverdiparet 5/6 mest. En forandring i regulatorforsterkningen, KA, førte til endring av begge de komplekskonjugerte egenverdiparene. Figur 51 viser hvordan egenverdi 3 og 5 beveger seg i det komplekse plan ved endring av KA fra 0 til 5p.u. KA er opprinnelig lik 1p.u og en reduksjon i KA fører til sterkt redusert demping og frekvens av egenverdi 5. En reduksjon i KA har motsatt effekt på egenverdi 3, der en reduksjon i KA fører til økt demping og en økning i KA fører til redusert demping. En økning i KA over ca 2p.u fører til positiv realdel på egenverdi 3 og gjør systemet småsignal ustabil.



Figur 51: Endring i egenverdi 5 (t.v) og egenverdi 3 (t.h) ved endring av KA fra 0 til 5p.u i spenningsregulator nr 1 til Breiava synkrongenerator.

Endring i treghetskonstanten, H, til synkrongeneratoren førte kun til forandring av egenverdi 3. Dette var som forventet da det er egenverdiparet 3/4 som blir mest påvirket av synkrongeneratoren. H har opprinnelig verdi lik 0.836s. Figur 52 viser hvordan egenverdi 3 endrer seg i det komplekse plan ved endring av H. En økning i H fører til redusert demping og frekvens.



Figur 52: Endring i egenverdi 3 ved endring av treghetskonstanten til Breiava synkrongenerator, H, fra 0.5s til 2s.

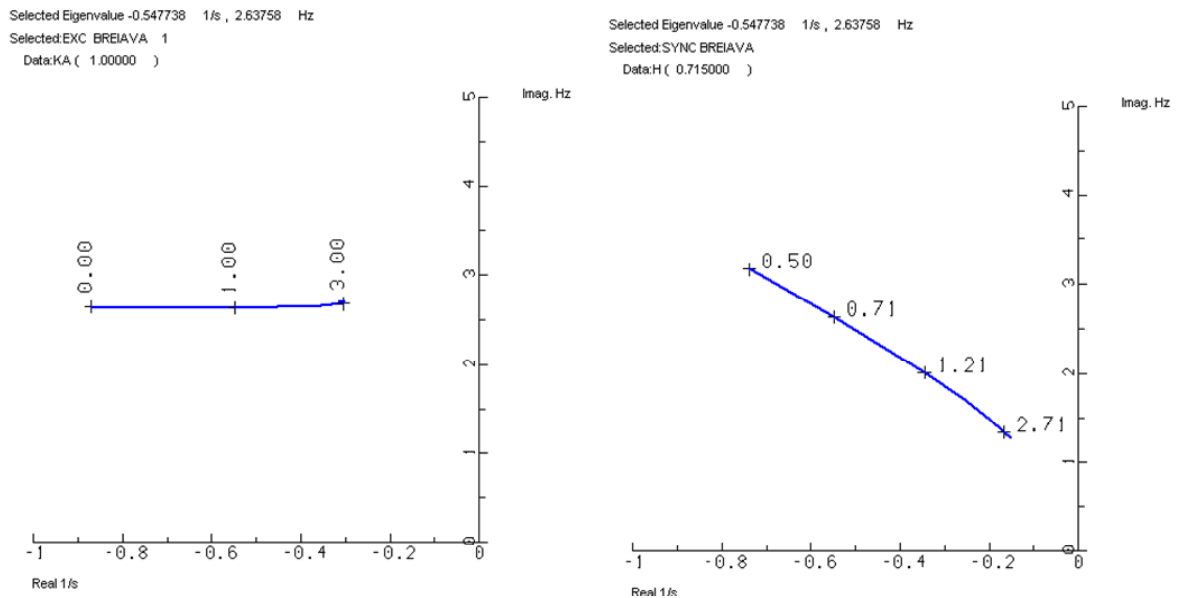
Tabell 22 viser de komplekskonjugerte egenverdiene for systemet med synkrongeneratormodell nr.1 og spenningsregulator nr 1. Egenverdiene har større demping og egenverdiparet 3/4 har litt høyere frekvens enn i situasjonen med Breiava generatoren.

Tabell 22: Komplekskonjugerte egenverdier for systemet med synkrongenerator modell nr.1 og spenningsregulator nr 1.

Egenverdier	σ [1/s]	$\pm j\omega$ [Hz]	Modal analyse
Med spenningsregulator			
3/4	-0,5477	2,6376	SYN/EXC
5/6	-1,3825	0,1194	EXC

Det er valgt å undersøke hvordan egenverdi 3 endres ved endring i forsterkningen, KA, i spenningsregulatoren og endring i treghetskonstanten, H, til synkrongeneratoren på virker egenverdiene med systemet med spenningsregulatormodell nr 1.

Grafen til venstre i Figur 53: Endring i egenverdi 3 ved endring av KA fra 0 til 3p.u (t.v) i spenningsregulator nr 1 og H til synkrongeneratormodell nr 1 fra 0.5 til 3s (t.h) viser hvordan egenverdi 3 endres når KA går fra 0 til 3p.u. KA har opprinnelig verdi lik 1p.u. Når KA øker reduseres dempingen betraktelig. Men selv ved stor KA har egenverdien negativ realdel. Grafen til høyre i Figur 53 illustrerer endring i egenverdi 3 ved endring i H fra 0.5 til 3s. H har opprinnelig verdi lik 0.175s. En økning i H reduserer dempingen og frekvensen av egenverdi 3 betraktelig.



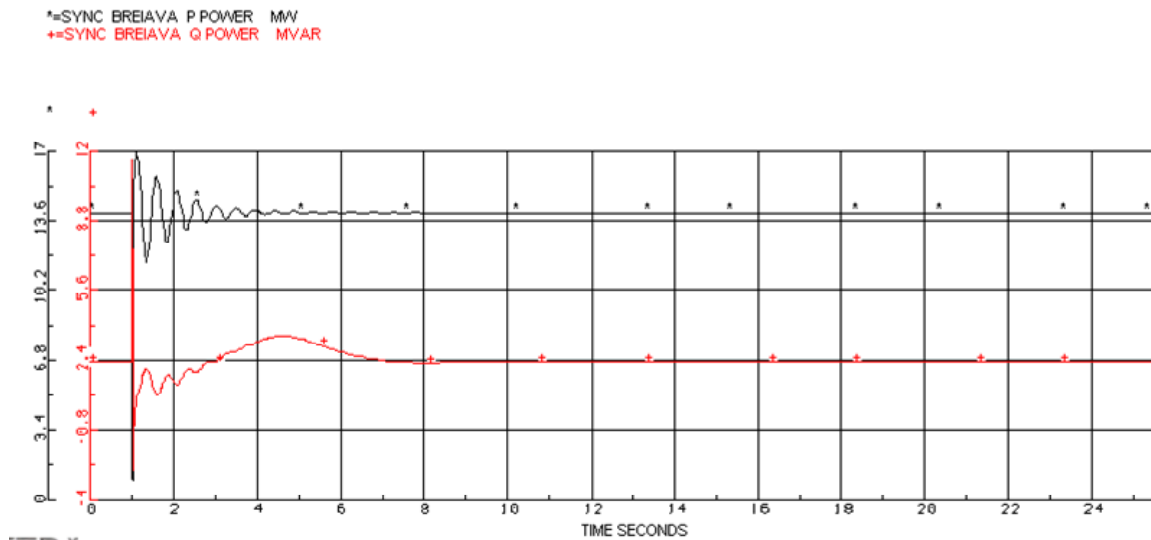
Figur 53: Endring i egenverdi 3 ved endring av KA fra 0 til 3p.u (t.v) i spenningsregulator nr 1 og H til synkrongeneratormodell nr 1 fra 0.5 til 3s (t.h)

I tilfelle med Breiava synkrongenerator førte en større økning i spenningsregulator forsterkningen, KA, til at realdelen til egenverdiparet 3/4 ble positivt og følgelig ble aggregatet småsignal ustabilt. En økning i treghetskonstanten, H, førte til også til redusert damping. Ved analyse av systemet med synkrongenerator modell nr 1 førte også en økning i forsterkningsparameteren KA og treghetskonstanten H til redusert damping. Hvordan stabiliteten til systemet påvirkes av endringer i disse to parametrene skal undersøkes ved to ulike forstyrrelser henholdsvis trefase til jord feil ved noden LYSES22 og økning i turbinmoment fra 7 til 14MW.

6.2.2 Trefase til jord feil ved noden LYSES22

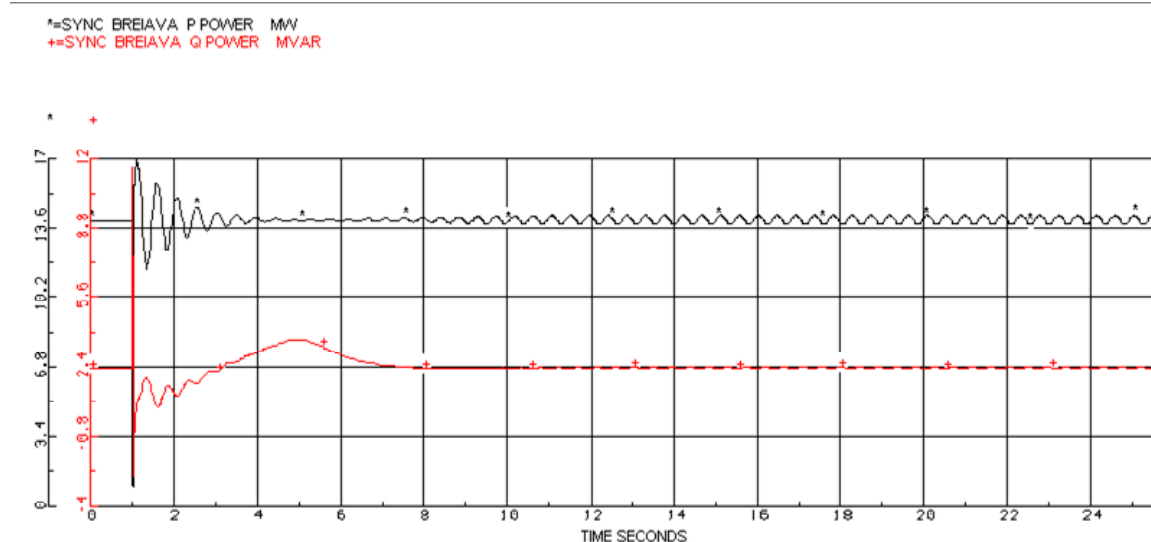
Det ble valgt å legg en trefase til jord feil på noden LYSES22 for å undersøke generatorenes respons med spenningsregulator nr 1. Feilen har en klareringstid på 0.2sekunder. I simuleringene kobles feilen inn ved $t=1s$ og kobles fra ved $t=1.2s$.

Figur 54 viser tidsresponsen til aktiv og reaktiv effekt til Breiava synkrongenerator med spenningsregulator nr 1 med ordinær parameterinnstilling. Trefase til jord feil oppstår ved $t=1s$ og kobles fra ved $t=1.2s$. Når feilen er koblet fra svinger maskinen seg tilbake til stasjonær tilstand. Aktiv effekt svingningene har en frekvens på ca 2Hz, det praktisk talt samme som ble funnet i lineæranalyse. Der egenverdiparet som ble mest påvirket av synkrongeneratoren hadde en frekvens på 2.17Hz.



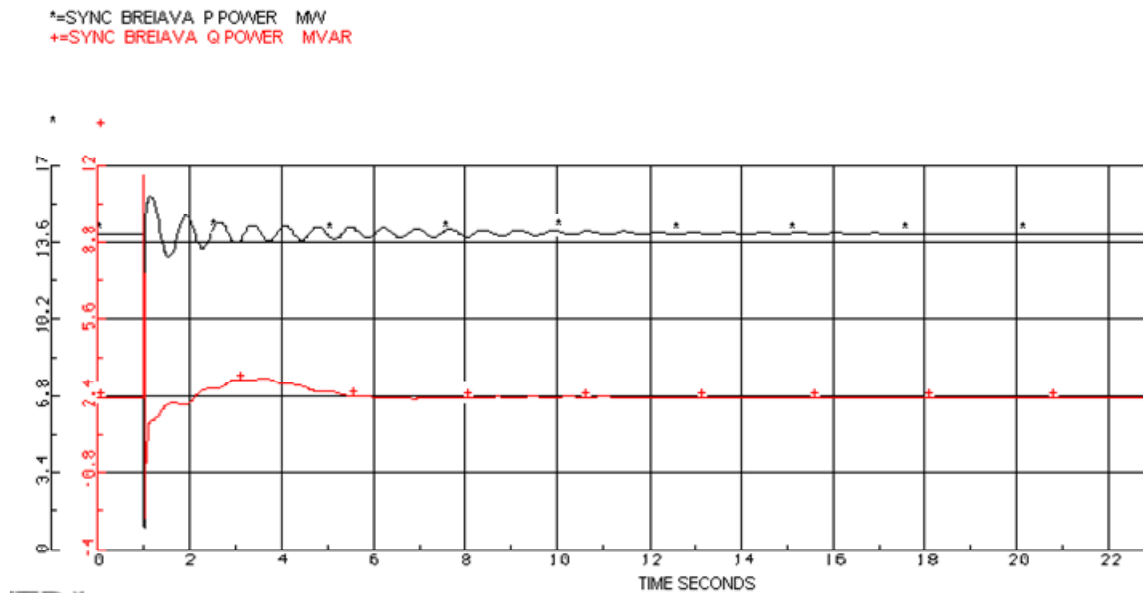
Figur 54: P og Q til synkrongenerator Breiava med spenningsregulator nr 1 ved feil på node LYSES22.

Figur 55 viser tidsresponsen til P og Q til Breiava synkrongenerator når forsterkningen i spenningsregulatoren, KA, er økt til 3p.u. Aktiv effekt svinger med en frekvens på ca 2.25Hz. Dette stemmer med egenverdianalysen der det ble funnet at frekvensen øker ved økt verdi for KA, illustrert i Figur 51. Av figuren registreres det at det oppstår stående effektpendlinger. Det var fortsatt stående pendlinger uten tegn til økene eller minkende amplitude etter 300sekunder. Aktiv effektpendlingene har ca $P_{maks}=14.18\text{MW}$ og $P_{min}=13.80$ det vil si en amplitude på ca 0.19MW. Detter er en liten amplitude, men fortsatt en forstyrrelse for maskinen og nettet.



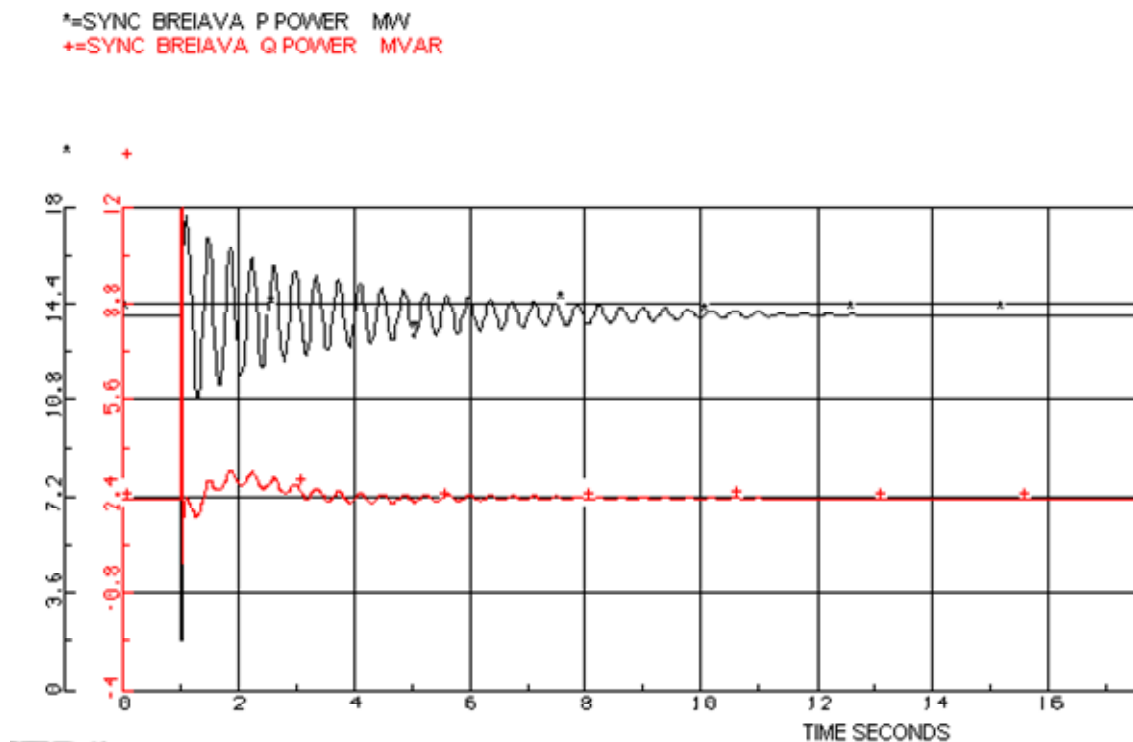
Figur 55: P og Q til synkrongenerator Breiava med spenningsregulator nr 1 med KA=3.0 ved feil på node LYSES22.

Figur 56 viser responsen til P og Q til Breiava synkrongenerator når treghetskonstanten til maskinen er økt fra 0.836s til 2s. Frekvensen på aktiv effekt svingningene er på ca 1.4 Hz. I egenverdianalysen ble det funnet at en økning i treghetskonstanten til generatoren reduserte maskinens elektromekaniske egenfrekvens, Figur 52. Generatoren bruker litt lenger tid på å stabilisere seg enn ved situasjonen med $H=0.836$ s, Figur 54.



Figur 56: P og Q til synkrongenerator Breiava med spenningsregulator nr 1 $K_A=1$ p.u og $H=2$ s ved feil på node LYES22.

Når forsterkningen; K_A , i spenningsregulatoren til Breiava synkrongenerator ble satt til 3p.u og generatoren ble utsatt for en større forstyrrelse oppstod det stående effektpendlinger. Det ble valgt å gjennomføre samme simulering med synkrongeneratormodell nr 1, der K_A blir økt til 3p.u. Figur 57 viser tidsresponsen til P og Q for synkrongeneratormodell med spenningsregulator nr 1 med $K_A=3$ p.u. Etter forstyrrelsen svinger systemet seg tilbake til stasjonær tilstand etter ca 12 sekunder. Frekvensen på aktiv effektpendlingene er på ca 2.5Hz.

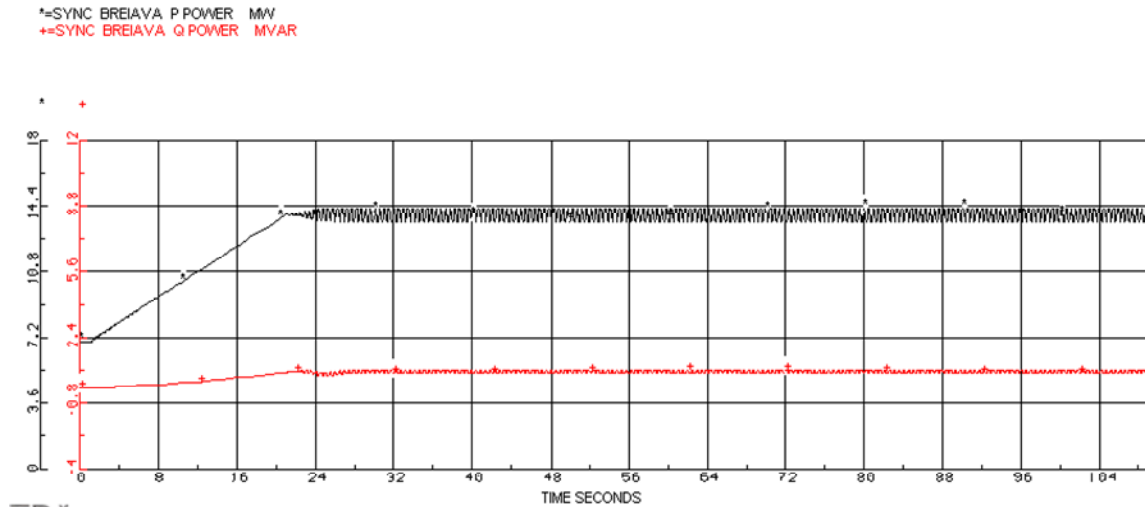


Figur 57: P og Q til synkrongeneratormodell nr 1 med spenningsregulator nr 1 med KA=3.0 ved feil på node LYSES22.

6.2.3 Økning i turbinmoment fra 7 til 14MW

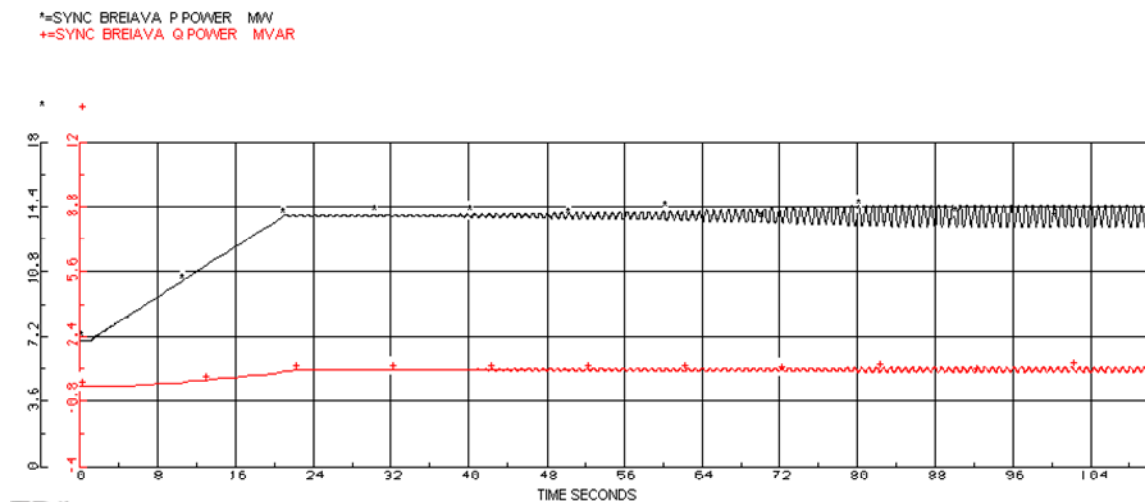
Det var ved opplasting av aggregatet det oppstod problemer ved idriftsettelsesprøvene av Breiava kraftverk. Det ble valgt å øke turbinmomentet fra 7MW til 14MW over 20 sekunder, fra $t=1s$ til $t=21s$. Siden turbinen til Breiava ikke er inkludert i analysene ble turbin nr 22 i SIMPOW benyttet. Den øker turbinmomentet over tid etter en brukerspesifisert tabell. Lastflytresultatet fra case a benyttes. Breiava synkrongenerator ble utstyrt med spenningsregulator nr 1.

Forsterkningsparameteren i spenningsregulatoren, KA, ble satt lik 3.p.u. Figur 58 illustrerer aktiv og reaktiv effekt respons over tid. Ved $t=21s$ har turbinmomentet økt til 14MW og det oppstår økte svingninger i responsen til generatoren. Størrelsene til pendlingen ble målt til ca $P_{maks}=14.29$ $P_{min}=13.55$ og det tilsvarer en amplitude på ca 0.37MW (0.74MW p-p). Aktiv effekt svinger med en frekvens på ca 2Hz. Pendlingen svingte fortsatt med samme amplitude og frekvens etter en analysetid på 300 sekunder.



Figur 58: P og Q til synkrongenerator Breiava med spenningsregulator nr.1 med $KA=3$ ved økning i turbinmoment fra 7 MW til 14MW

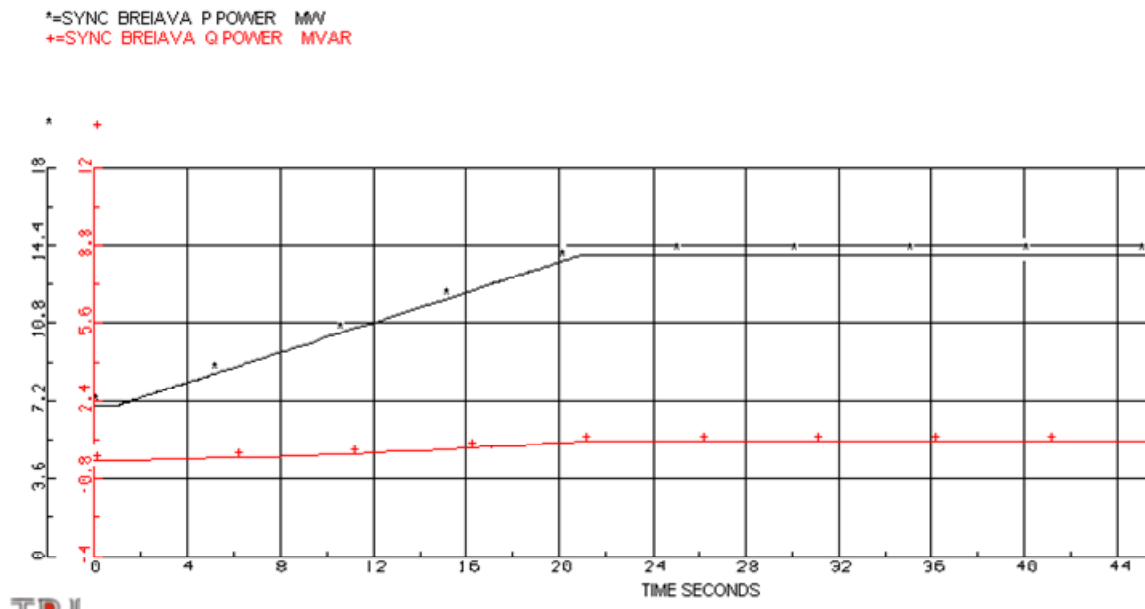
Tregghetskonstanten til synkrongeneratoren ble økt fra 0.836 til 2s. Figur 59 viser tidsresponsen til P og Q i Breiava synkrongenerator etter en økning i turbinmoment over 20 sekunder fra 7 til 14MW. Her oppstod det også stående effektpendlinger. Aktiv effekt har ca $P_{maks}=14.45\text{MW}$ og $P_{min}=13.38\text{MW}$. Det vil si en amplitude på ca 0.54MW (1.07MW p-p). Aktiv effekt svinger med en frekvens på ca 1.38Hz. Etter en analysetid på 300 sekunder er det fortsatt stående pendlinger uten tegn til økene eller minkende amplitude.



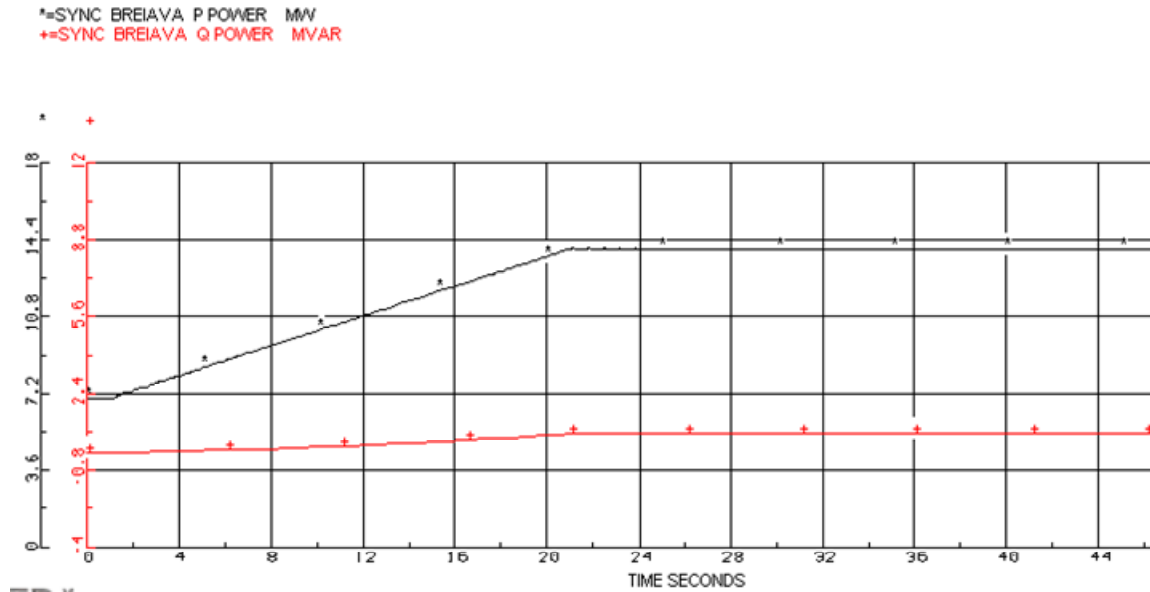
Figur 59: P og Q til synkrongenerator Breiava med spenningsregulator nr.1 ($KA=1\text{p.u}$) med $H=2$ ved økning i turbinmoment fra 7 MW til 14MW

Det ble valgt å gjennomføre tilsvarende analyse med endring av forsterkningen i spenningsregulatoren, KA, og treghetskonstanten, H, til synkrongeneratormodell nr 1. De ordinære verdiene til KA og H for synkrongenerator modell nr 1 med spenningsregulator nr 1 er KA=1p.u og H=0.715s. Forsterkningen i spenningsregulatoren, KA, ble økt til 3p.u og figur 60 viser tidsresponsen til P og Q til synkrongeneratormodell nr 1 ved økning i turbinmomentet fra 7 til 14MW. Når turbinmomentet er økt til 14MW ved t=21s etablerer generatoren seg nesten momentant i ny stasjonær tilstand.

Figur 61 viser responsen til P og Q til synkrongeneratormodell nr 1 med H lik 2s ved økning i turbinmomentet fra 7 til 14MW. Kort tid etter at turbinmomentet har økt til 14MW stabiliserer maskinen seg i et nytt likevektspunkt.



Figur 60: P og Q til synkrongeneratormodell nr 1 med spenningsregulator nr.1 med KA=3 ved økning i turbinmoment fra 7 MW til 14MW

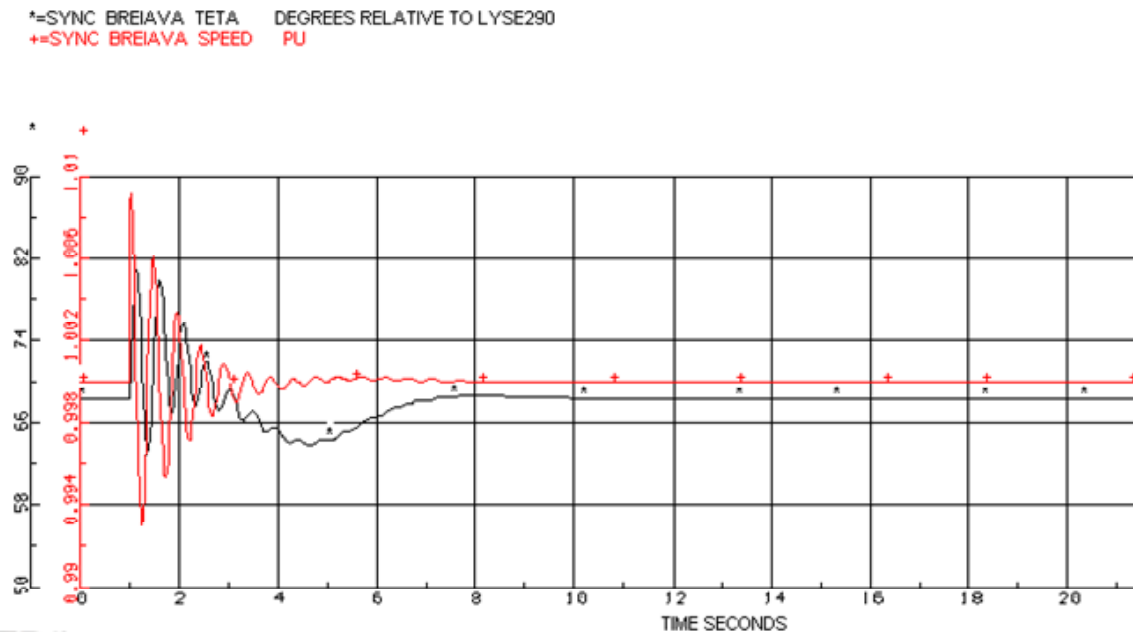


Figur 61: P og Q til synkrongeneratormodell nr 1 med spenningsregulator nr.1 med $H=2$ ved økning i turbinmoment fra 7 MW til 14MW

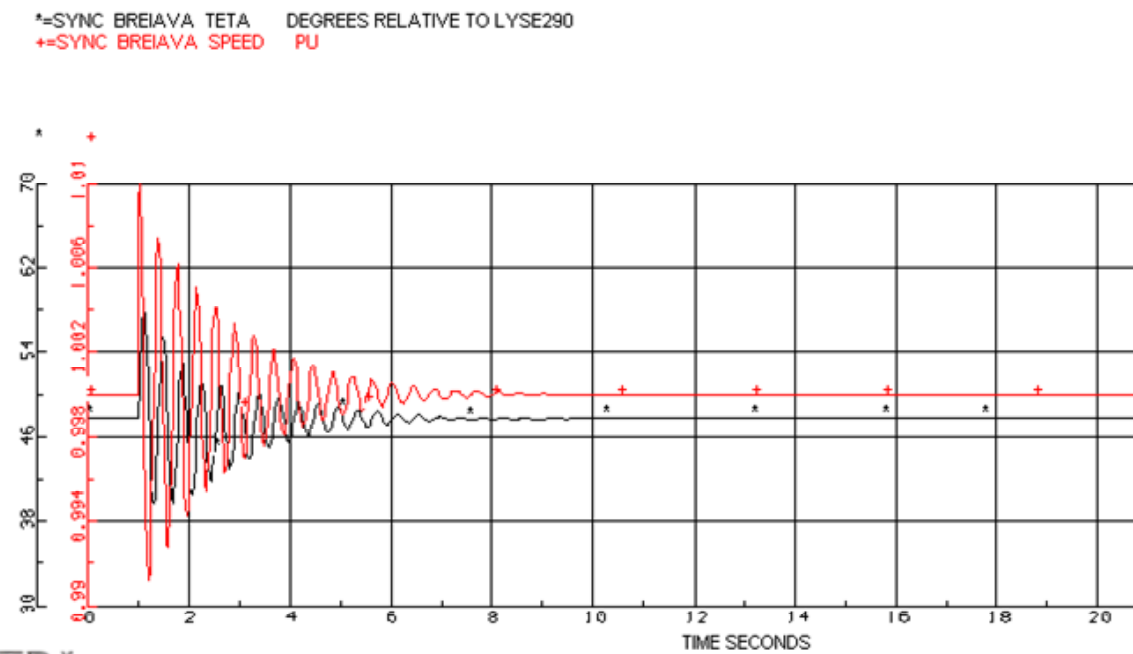
6.2.4 Sammenligning av polhjulsinkel

Det ble valgt å ta med tidsresponsen til polhjulsinkelen og hastigheten til synkrongeneratorene ved trefase til jord feil ved LYES22 med en klareringstid=0.2s. Breiava synkrongenerator og synkrongeneratormodell nr 1 er utstyrt med spenningsregulator nr 1 med ordinære innstillinger ($K_A=1$ p.u). Breiava synkrongenerator har $H=0.836$ s og synkrongeneratormodell nr 1 har $H=0.715$ s. Polhjulsinkelen, teta, er oppgitt i grader relativt til det stive nettet. Hastigheten er oppgitt i pu.

Figur 62 viser tidsresponsen til polhjulsinkelen og hastigheten til Breiava synkronmaskin ved en forstyrrelse. Maskinen opererer i stasjonærtilstand med en polhjulsinkel lik 68.3 elektriske grader. Tidsresponsen til polhjulsinkelen og hastigheten til synkrongenerator modell nr 1 ved en trefase til jord feil ved LYES22 er i Figur 63. Synkrongeneratormodell nr 1 opererer i stasjonærtilstand med en polhjulsinkel lik 47.72 grader.



Figur 62: Polhjulsvinkel (teta) og hastigheten til Breiava synkrongenerator med spenningsregulator nr 1 med KA=1.0 ved feil på node LYSES22.



Figur 63: Polhjulsvinkel (teta) og hastigheten til synkrongeneratormodell nr 1 med spenningsregulator nr 1 med KA=1.0 ved feil på node LYSES22.

6.3 Resultat

Synkrongeneratoren i Breiava kraftverk, under de gitte driftsforholdene, har en stasjonær polhjulsvinkel lik 68.3 elektriske grader. Breiava synkrongenerator ble i simuleringene

byttet ut med synkrongeneratormodell nr 1 for å undersøke om den var en forskjell mellom driftssituasjonen til de to maskinene. Synkrongeneratormodell nr 1 opererte med en stasjonær polhjulsvinkel lik 47.72 elektriske grader under samme driftsforhold som Breiava synkrongenerator. Er forenklet modell av synkrongeneratorens akselerasjonsområde og retardasjonsområde, etter en trefase til jord feil, er illustrert i Figur 3. δ_0 er polhjulsvinkelen til generatoren før forstyrrelsen. Desto større δ_0 er desto mindre blir retardasjonsområdet til maskinen etter at feilen er koblet fra. Det kan virke som om synkrongeneratormodell nr 1 er mer stabil ved transiente feil, da den opererer med en polhjulsvinkel over 20 grader lavere enn Breiava synkrongenerator.

I den lineære analysen ble det undersøkt hvordan en endring i forsterkningen til spenningsregulatoren, KA, og treghetskonstanten til synkrongeneratoren, H, påvirket egenverdiene til systemet. Det funnet at en økning i treghetskonstanten, H, til synkrongeneratoren reduserer frekvensen og dempingen av egenverdiene som blir mest påvirket av endringer i synkrongeneratoren. Det var egenverdiene til systemet med Breiava synkrongenerator som ble mest påvirket av en endring i H. Forandring i KA påvirket egenverdiene ulikt. I denne sammenhengen er de komplekskonjugerte egenverdiparene som blir mest påvirket av endringer i synkrongeneratoren som er interessant. En økning i KA reduserte dempingen av egenverdiparet betraktelig. I tilfellet med Breiava synkrongenerator førte en økning i KA fra 1p.u til ca 1.7p.u til at realdelen til egenverdien ble positiv og systemet småsignal ustabilt. En økning i KA for systemet med synkrongeneratormodell nr 1 førte til redusert demping av egenverdiparet, men systemet ble ikke småsignal ustabilt.

For å undersøke systemet respons ved endring av treghetskonstanten, H, og regulatorforsterkningen, KA, ble det gjennomført to ulike forstyrrelser. Etter begge forstyrrelsene med økt KA eller H var det kun når kraftverket var utstyrt med Breiava synkrongenerator at det oppstod effektpendlinger. Ved en trefase til jord feil ved noden LYES22 med en klareringstid på 0.2s oppstod det stående effektpendlinger når forsterkningen i spenningsregulatoren ble økt fra til 3p.u. Pendlingen hadde en amplitude på ca ± 0.19 MW og svingte med en frekvens lik ca 2.25 Hz. Ved økning i turbinmomentet fra 7 til 14 MW, med regulatorforsterkning KA=3p.u, oppstod det stående effektpendlinger med en amplitude lik ca ± 0.37 MW og med en frekvens på 2 Hz. Når H ble økt til 2s og turbinmomentet økt fra 7 til 14 MW oppstod det også stående effektpendlinger med en amplitude på ca ± 0.54 MW og frekvens lik ca 1.38 Hz.

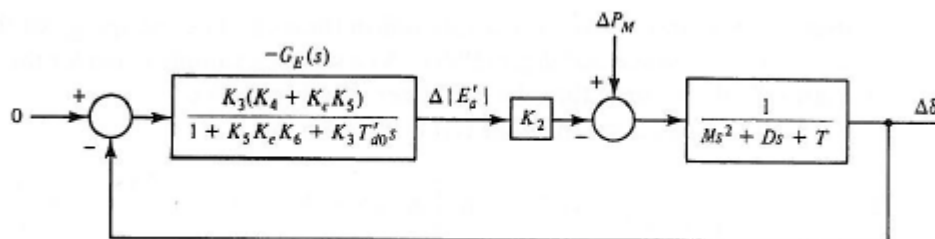
Ut ifra den lineære analysen var det forventet at Breiava synkrongenerator skulle bli ustabil ved en kraftig økning i regulatorforsterkningen, KA. Men ved en økning i treghetskonstanten H oppstod det også stående pendlinger når turbinmomentet ble økt fra

7 til 14MW. En mulig forklaring er at økt H til 2s reduserer dempingen av egenverdien som blir mest påvirket av forandringer i synkronmaskinparametere. Ut ifra den lineære analysen ble det funnet at en økning i H til 2s ville gi en egenverdi med en realdel på ca -0.2 og en frekvens på litt over 1Hz. Egenverdi med så liten realdel representerer dårlig demping i stasjonær tilstand og systemet kan lett bli ustabilt ved forstyrrelser. Noen som var tilfelle her hvor det oppstod stående effektpendlinger når turbinmomentet ble fordoblet over tid.

Tilsvarende forandringer i parametrene H og KA og samme forstyrrelser ble gjennomført på systemet med synkrongeneratormodell nr 1. I samtlige analyser fant synkrongeneratormodell nr1 raskt en ny stasjonær tilstand.

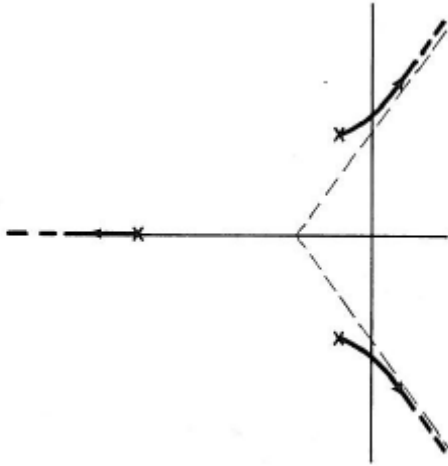
I Bergen m fl. [10] diskuteres problemstillingen der en synkrongenerator som produserer større mengder aktiv effekt ligger ytterst på en lang linje. Noe som er tilfellet med Breiava kraftverk som produserer 14MW over en relativt lang linje. Forfatteren har tatt utgangspunkt i forenklet lineæriserte modeller av spenningsregulatoren og generatoren. Det henvises til Bergen m fl. [10] for detaljerte beskrivelser og forenklinger som er gjort for å komme fram til blokkdiagrammet, i Figur 64, for en synkronmaskin med spenningsregulator.

Det er leddet $K_4 + K_e K_5$, i transferfunksjonen $-G_E(s)$, som er interessant i denne sammenhengen. Modellen av spenningsregulatoren er svært forenklet og representert ved forsterkingen K_e . K_5 er en funksjon av reaktansene (fra stivt nett til og med synkrongeneratoren) og driftsforholdene til synkrongeneratoren. K_5 kan være positiv eller negativ avhengig av systemet og driftsforholdene. K_5 kan bli negativ når en generator produserer større mengder med aktiv effekt over en lang linje. I tilfelle der K_5 er negativ vil leddet $K_4 + K_e K_5$ ofte kunne skifte fortegn fra positiv til negativt og det vil føre til at tilbakekoblingen også skifter fra å være positiv til negativ. Og dette kan føre til at systemet blir ustabilt.



Figur 64: Blokkdiagram av synkrongenerator med spenningsregulator ved et enkeltsløyfe system [10]

Figur 65 illustrerer hvordan polene til polhjulsvinkelen flytter seg ved $K_4 + K_e K_5 < 0$. Og ved noen forsterkninger i sløyfen kan systemet bli ustabilt da polene går over i høyre halvplan. I tilfelle der forsterkningen i spenningsregulatoren, K_e , øker vil det gjør leddet $K_e K_5$ større. Hvis K_5 har en svært liten negativ verdi vil kan en øking i K_e føre til at $K_4 + K_e K_5 < 0$.



Figur 65: Endring av polhjulsvinkel polene ved $K_4 + K_e K_5 < 0$ i det komplekse plan[10]

Ut ifra analysene kan det virke som om K_5 blir negativ når generatoren lastes opp når systemet er utstyrt med Breiava synkrongenerator. Både maskinens høye reaktanser, forholdsvis høy linje -og transformatorimpedans og driftssituasjonen bidrar til det. Når forsterkingen i spenningsregulatoren ble økt med en faktor på 3 og maskinen ble utsatt for en forstyrrelse oppstod det stående effekt pendlinger. En mulig forklaring er at økt forsterking i spenningsregulatoren bidro å øke den negative verdien av $K_e K_5$ og følgelig at $K_4 + K_e K_5 < 0$.

I tilfelle med økt forsterkning i spenningsregulatoren og med synkrongeneratormodell nr 1 oppstod det ingen pendlinger etter at maskinene ble utsatt for en forstyrrelse. En mulig forklaring er at K_5 er positiv i driftssituasjonen med synkrongeneratormodell nr 1 og at en øking i spenningsregulatorforsterkingen kun øker summen av $K_4 + K_e K_5$.

Det ble tatt utgangspunkt i en *linearisert og svært forenklet modell* for å prøve å finne en forklaring på hvorfor det kun oppstår effektpendlinger ved økt forsterkning, K_A , i spenningsregulatoren til Breiava synkrongenerator og ikke synkrongeneratormodell nr 1 når systemet utsettes for en forstyrrelse.

Oppsummering:

- En øking treghetskonstant, H , reduserer maskinenes elektromekaniske egenfrekvens.

- I Breiava synkrongenerator førte også en økning i H til redusert dempingen og det oppstod stående effektpendlinger når turbin momentet ble fordoblet over tid.
- Høye maskin reaktanser sammen med en lang linje (høy impedans) kan føre til problemer. I tilfelle med Breiava synkrongenerator kan det virke som om forsterkningen K_5 er negativ. K_5 blir negativ når en generator produserer større mengder aktiv effekt over lang linje (høy impedans). Breiava synkrongenerator har også relativt høye reaktanser som bidrar til å redusere K_5 .
- Høy regulatorforsterkning kan føre til at en generator blir ustabil ved en forstyrrelse. Og det er mulig at økt forsterking i spenningsregulatoren bidro å øke den negative verdien av $K_e K_5$ og følgelig at $K_4 + K_e K_5 < 0$. Og generatoren ble ustabil når den ble utsatt for en forstyrrelse.
- Ut ifra sammenligning av Breiava synkrongenerator og generatormodell nr 1 kan det se ut som om en synkrongenerator med høye reaktanser opererer med en større polhjulsinkel enn en maskin med lavere reaktanser i samme driftssituasjon.

7 Konklusjon

Det har i denne oppgaven blitt sett på stabilitetsproblem i distribusjonsnettet med lokal kraftproduksjon. I analyse av case studiene har det blitt lagt størst vekt på polhjulsinkelstabiliteten til systemene. Lineæranalyse har blitt benyttet i å undersøke om systemet er småsignal stabilt og hvordan ulike forsterkingsparametere i spenningsregulatoren og tregghetskonstanten til generatorene påvirker stabiliteten. Transient analyse har blitt brukt til å undersøke systemets respons ved større forstyrrelser. Det har blitt sett på spenningsregulator uten og med VAR eller effektfaktor kontroll.

Dersom en synkrongenerator ikke er med på å regulere systemspenningen kan spenningsregulator med VAR eller effektfaktor kontroll benyttes. I småkraftverk velges ofte nominell generatorytelse nær nominell turbinytelse og synkrongeneratoren vil da ikke kunne produsere eller trekke noe særlig reaktiv effekt uten at det blir overbelastet. I det tilfellet kan det også være aktuelt å utstyre synkrongeneratoren med en spenningsregulator med VAR eller $\cos\theta$ kontroll. Dersom spenningsregulatoren til en synkrongenerator skal utstyres med VAR eller effektfaktor kontroll, med $Q=0$ eller $\cos\theta=1$ og det er lang linje mellom hovedtransformator og produksjonsanlegg kan det være hensiktsmessig å undersøke hvor mye aktiv effekt anlegget kan produsere, uten å trekke reaktiv effekt, før klemmespenningen på generatorklemmene overstiger anbefalt grense på +5 % av nominell klemmespenning.

Dersom VAR eller effektfaktor kontroller inkluderes i en spenningsregulator er det nødvendig at PI- sløyfen (ekstra VAR eller $\cos\theta$ sløyfe) er tregere enn PID- regulatoren (AVR). Det ble funnet at for høy forsterkning i PI- sløyfen, noe som gjør den hurtigere, kunne føre til at systemet ble småsignal ustabilt. Det samme ble registrert hvis forsterkningen i AVR reduseres uten at forsterkningen i PI- sløyfen reduseres tilsvarende.

Hvordan spenningsforsterkningen, K_A , i spenningsregulatoren påvirker stabiliteten til et system avhenger av systemet. I case 1, Snåsa distribusjonsnett, førte en økning i K_A til økt damping av egenverdiene som ble mest påvirket av endringer i spenningsregulatorene til synkrongeneratorene. I case 2 derimot førte en økning i K_A til at Breiava synkrongenerator ble ustabil. Når K_A økte med en faktor på 3 oppstod det stående effektpendlinger når nettet ble utsatt for en forstyrrelse i form av trefase til jord feil på en node i nettet eller økning i turbinmomentet over tid.

En øking tregghetskonstanten til generatoren, H , reduserer maskinenes elektromekaniske egenfrekvens. En økning i H til en eller flere av generatorne i nettet bidrar også til å øke systemets kritiske klareringstid. Endringer i H påvirker dempingen av systemet ulikt. I et

system der det ble funnet ved lineæranalyse at realdelen til det komplekskonjugerte egenverdiparet som ble mest påvirket av endringer i synkrongeneratoren er liten, kan en økning i H føre til redusert demping og systemet kan bli ustabilt ved en forstyrrelse.

Ved case 2 i Breiava kraftverk oppstod det problemer ved større mengde aktiv effektproduksjon over en lang linje. Dette er beskrevet i litteraturen og kombinasjonen med stor aktiv effektproduksjon over en lang linje, som medfører høy linje impedans, kan føre til at generatoren blir ustabil. I dette tilfelle hadde også generatoren høye reaktanser, som nok bidro til å øke problemene. Det oppstod effektpendlinger når Breiava synkrongenerator, med økt forsterkning eller økt tregghetskonstant, ble utsatt for en forstyrrelse. Når Breiava synkrongenerator ble byttet ut med en synkrongenerator med lavere reaktanser med samme forandring i parametere og systemet ble utsatt for samme forstyrrelse oppstod det ikke effektpendlinger. Det er grunn til å tro, ut i fra de analysene som er gjennomført, at høye maskinreaktanser i denne situasjonen hadde en negativ effekt på stabiliteten.

8 Videre arbeid

8.1 Snåsa distribusjonsnett:

I Snåsa distribusjonsnett ble først og fremst polhjulsvinkelstabiliteten til systemet studert. Spenningsstabiliteten i systemet kan studeres nærmere.

Det ble kommet fram til at når en spenningsregulator er utstyrt med en VAR- eller effektfaktorsløyfe må denne PI- sløyfen være tregere enn selve spenningsregulatoren. Det kan virke som om i tilfellet med spenningsregulator med effektfaktor kontroll (EXCITERSIN) måtte PI- sløyfen være ekstremt treg for at systemet skulle være småsignal stabilt. Hvorfor forsterkningene KG måtte reduseres til en svært liten verdi er usikkert og kan studeres nærmere.

Kondensatorbatteriet med kontinuerlig trinning, KOMP, som var tenkt å bruke i analysene virket ikke som den skulle ved større forstyrrelser. Hvorfor KOMP ikke virket som den skulle ble ikke studert i denne oppgaven. At KOMP koblet ut ved større forstyrrelser medførte at det ble valgt å erstatte KOMP med et statisk kondensatorbatteri i de dynamiske analysene. Å ha et statisk kondensatorbatteri som skal dekke reaktivlast i distribusjonsnettet blir feil når det blir en forandring i det reaktive effektbehovet i distribusjonsnettet. Som for eksempel når en produksjonsenhet kobles ut eller inn, eller systemet utsettes for en større forstyrrelse som medfører utkobling av deler av systemet.

Det viste seg at synkrongeneratormodellen som ble benyttet på synkrongenerator DG4 i analyse av Snåsa distribusjonsnett hadde svært dårlig demping. Maskindataene til DG4 tilsier at maskinene egentlig har mye bedre demping. Dette kan være årsaken til at DG4 fremstod som generatoren med dårligst demping i lineæranalyse og den mest ustabile generatoren i systemet ved transiente feil. Det hadde vært interessant å gjøre tilsvarende analyser for å undersøke om det var ”feil” valg av generatormodell som medførte at DG4 fremstod som generatoren med dårligs demping eller om det også henger sammen med at synkrongeneratoren ligger lengst ut i nettet (høyest linjeimpedans).

8.2 Breiava kraftverk

Det er mulig at problemene som oppstod på Breiava kraftverk er relatert til andre parameteren enn forsterkningen i spenningsregulatoren og tregheitskonstanten som ble identifisert i denne oppgaven. Modellen av spenningsregulatoren som ble benyttet er egentlig beregnet for mindre regulatorer og det ble valgt å benytte anbefalt regulatorinnstillingen fra Basler kun på grunnlag av T_{d0} , da tidskonstanten til

feltgeneratoren var ukjent. Valg av spenningsregulatormodell og parameterinnstilling ble gjort uavhengig av den ”virkelige” spenningsregulatoren som er benyttet. Det ble også valgt å neglisjere turbinregulatoren til Breiava kraftverk. Det hadde vært interessant å gjennomføre en lignende analyse med turbinregulator og med en spenningsregulator som er mer ”riktig” for størrelsen på synkrongeneratoren.

Kilder

¹ IEEE Std 1547-2003, IEEE Standards Coordinating Committee 21, *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2003

² P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions Report, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.3, pp.1387-1401, August 2004

³ IEEE Std 421.1-2007, *IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*, 2007

⁴ T. Tran-Quoc, L. Le Thanh, N. Hadjsaid, C. Kieny, O. Devaux, O. Chilard, *Stability analysis for distribution network with distributed generation*, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES

⁵ Forskningsprosjekt ”Distribution 2020” ved SINTEF Energiforskning, http://www.energy.sintef.no/Prosjekt/Distribution_2020/index.asp

⁶ J. Machowski, J. Bialek and J. Bumby, *Power Systems Dynamics and Stability*, John Wiley & Sons, 1997

⁷ M.J Basler, R.C Schaefer, *Understanding Power System Stability*, Protective Relay Engineers 58th Annual Conference, 5-7 April 2005

⁸ P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994

⁹ J. Persson, *Using Linear Analysis to find Eigenvalues and Eigenvectors in Power Systems*, ABB Utilities, 2002

¹⁰ A.R Bergen, V. Vittal, *Power System Analysis*, 2nd ed., New Jersey: Prentice Hall, 2000

¹¹ SIMPOW Power system simulation software, USER MANUAL (BETA release), 2004, (revision date 2006–09–29)

¹² Charles I. Hubert, *Electric machines: theory, operation, applications, adjustment, and control*, 2nd ed., New Jersey: Prentice Hall, 2002

¹³ N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, IEE Power and Energy Series 31, London, 2000.

¹⁴ Stephen J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 3rd ed., McGraw-Hill, 1999

-
- ¹⁵ J. D Hurley, L. N Bize, C. R Mummert, *The Adverse Effects of Excitation System Var and power Factor Controllers*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999
- ¹⁶ Hjemmeside til Basler Electronics, <http://www.basler.com/html/rscreg.htm>, 31.10.2007
- ¹⁷ *Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996
- ¹⁸ Richard C. Schaefer, Kiyong Kim, *Excitation Control of the Synchronous Generator*, IEEE Industry Application Magazine, March/April 2001
- ¹⁹ Kiyong Kim, Richard C. Schaefer, *Tuning a PID Controller for a Digital Excitation Control System*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 2, March/April 2005
- ²⁰ Jens E. Balchen, Trond Andersen, Bjarne A. Foss, *Reguleringsteknikk*, 5. utgave, Institutt for Teknisk Kybernetikk, NTNU, NTNU- trykk, Trondheim 2003
- ²¹ IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992), *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 21 April 2006
- ²² Kiyong Kim, *Mathematical Per- Unit Model of the DECS-100 Digital Excitation Control Systems*, July 13, 2000
- ²³ P. M Anderson, A. A Fouad, *Power System Control and Stability*, New York, The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1993
- ²⁴ SIMPOW (Power system simulation software), DSL Code Generator, ABB UTILITIES AB, Power systems analysis department, 1987, Revision date 2002-05-17
- ²⁵ Richard C. Schaefer, Kiyong Kim, *Power System Stabilizer Performance With Summing Point type Var/Power Factor Controllers*, Conference Record of the 2006 IEEE IAS Pulp and Paper Conference, 2006
- ²⁶ T. Toftevaag, SINTEF Energiforsking, 2.11.07, *SIMPOW filer for ramping av feltspenningfeltspenningen i en synkronmaskin*, e-post til T. D Bystøl
- ²⁷ IEEE Committee Report, *Excitation System Models for Power Systems Stability Studies*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 494–509, February 1981
- ²⁸ J.O Gjerde, T. Toftevaag, *Norne- Power System Analysis*, EFI TR F4293, SINTEF, May 1995
- ²⁹ R. Paulsen, NTE, 8.8.2007, *Snåsa casen*, e-post til T. D Bystøl

-
- ³⁰ Ø. Holm, Voith Siemens HPG AS, 16.10.2007, *Maskindata til masteroppgave*, e-post til T. D Bystøl
- ³¹ L. Galeote, Alconza, *Maskindata til masteroppgave*, e-post til T. D Bystøl
- ³² Hjemmeside til SIMPOW (Power system simulation software), <http://www.stri.se/metadot/index.pl?id=2221&isa=Category&op=show>, 17.12.2007
- ³³ R. Paulsen, NTE, 6.10.2007, *Trinnkobler Snåsa transformator*, e-post til T. D Bystøl
- ³⁴ O. Gjerde, A. Petterteig, *Distribusjonsnett i Norge- oppbygging, komponenter og data*, AN-06-12-13, SINTEF, 2006
- ³⁵ R. Paulsen, NTE, 8.8.2007, *Snåsa casen*, e-post til T. D Bystøl
- ³⁶ T. Toftevaag, SINTEF Energiforskning, *Arbeidsnotat vedrørende integrasjon av DG i et "vanskelig" høyspennings fordelingsnett (22 kV)*, e-post til T. D Bystøl
- ³⁷ IEC 34-1, International standard, *Rotating Electric machines Part 1: Rating and performance*, 1996
- ³⁸ A. Petterteig, SINTEF, 23.09.2007, *Veiledning*, e-post til T. D Bystøl
- ³⁹ E. Vike, J. Pedersen, *Stabilitetsberegninger for tiknytning av Breiava kraftverk i Lysebotn*, Statnett og Lyse produksjon AS, 2007
- ⁴⁰ Planleggingsbok for kraftnett, <http://www.planbok.no/Planbok/>, 7.12.2007

Innholdsfortegnelse til vedlegg:

Vedlegg A: Maskin data	1
A.1: Datablad for DG 4.6MVA s.1	1
A.2: Driftsdiagram for DG 4.6MVA s.3.....	3
A.3: Datablad for DG 1.6MVA s.4.....	4
A.4: Metningskarakteristikk til feltgenerator s.5	5
Vedlegg B: Beregning av metningsfunksjon til feltgenerator s.6.....	6
Vedlegg C: Blokkdiagram til spenningsregulator.....	8
C.1: Blokkdiagram til AVR tegnet i Hidraw	8
C.2: Blokkdiagram til AVR med Var kontroller tegnet i Hidraw.....	9
C.3: Blokkdiagram til AVR med effekt faktor kontroller tegnet i Hidraw.....	10
Vedlegg D: Dsl kode til regulatorene	11
Vedlegg E: Sprangresponstest av spenningsregulator	30
E.1: Sprangresponstest av spenningsregulator ed DG1.6MVA og DG4.6MVA.....	30
E.2: Implementering av REFTAB i dynpow og i dsl koden til spenningsregulator	38
E.3: Beregning av PID- innstilling til spenningsregulator ved bruk av BESTCOMS- DECS100 software fra Basler Electrics.....	39
F: Data og modell av Snåsa nettet (case 1)	40
F.1: Enlinjeskjema over distribusjonsnettet tegnet i SIMPOW.....	40
F.2: Generatordata brukt i SIMPOW	41
F.3: Linje/kabel data og transformatordata.....	42
F.4: Modell av komponenter i SIMPOW.....	43
F.5: Beskrivelse av KOMP	49
G: SIMPOW filer og lastflytresultater til case 1: Snåsa	52
G.1: OPTPOW fil: snaasa_komp.optpow	52
G.2: DYNPOW fil: snaasa_komp.dynpow	55
G.3: OPTPOW fil: snaasa_ukomp.optpow	57
G.4: DYNPOW fil: snaasa_ukomp.dynpow	59
G.5: Lastflytresultat fra lastflyt case 1	62
G.6: Lastflytresultat fra lastflyt case 2.....	63
G.7: Lastflytresultat fra lastflyt case 3.....	64
H: Case 2: Breiava kraftverk.....	65
H.1: Linje og kabel data.....	65
H.2: OPTPOW fil: breiava.optpow.....	66
H.3: DYNPOW fil: breiava.dynpow.....	68
H.4: Enlinjeskjema over lastflyt resultater for case a og b.	70



Vedlegg A.1: Datablad for DG4.6MVA

TECHNICAL DATASHEET HDT07/199

Synchronous 3 phase generator, salient poles, for hydro application.

Machine type.....	SV 100/70/6
Poles number.....	6
Apparent power.....	4600 KVA
Rated power.....	4094 KW
Power factor.....	0,89
Voltage.....	6600 V
Frequency.....	50 Hz
Rated speed.....	1000 rpm
Runaway speed.....	1850 rpm during 30 min
Ambient temperature.....	40 °C
Insulation class (stator/rotor).....	F/F
Heating rise at rated power (stator/rotor).....	B/B
Mounting.....	IM 4011
Protection.....	IP 44
Cooling method.....	IC 81W
Installation altitude.....	1000 m.a.s.l.
Bearings.....	Sleeve
Short circuit ratio (SCR).....	0.772
Axial thrust	
Towards Turbine.....	2 kN
Towards Generator.....	2 kN
Radial load.....	70 kN
Application point.....	TBD
Shaft deflection requirement.....	0,6 mm
Runner weight.....	750 Kg
Shaft extension.....	800 mm
Inertia (J wr ²) / (GD ²).....	600 Kgm ² (GD ² =2400 Kgm ²)
Impregnation.....	V.P.I.
Standard.....	IEC60034

EFFICIENCIES

Cos phi	0,89	1,0
115% load	97,0	97,5
100% load	97,0	97,6
75% load	97,0	97,6
50% load	96,6	97,2
25% load	94,7	95,4

Reference temperature: 95 °C

Vedlegg A.1: Datablad for DG 4.6MVA

REACTANCES (p.u.)

		Unsaturated	Saturated
Direct axis synchronous	(X_d)	1,334	1,295
Direct axis transient	(X'_d)	0,335	0,314
Direct axis subtransient	(X''_d)	0,273	0,218
Quadrature axis synchronous	(X_q)	0,837	0,787
Quadrature axis subtransient	(X''_q)	0,422	0,350
Negative sequence	(X_2)	0,348	0,284
Zero sequence	(X_0)	0,125	0,100

TIME CONSTANTS (seconds)

		Unsaturated	Saturated
Direct axis transient short-circuit	(T_d')	0,668	0,637
Direct axis subtransient short-circuit	(T_d'')	0,019	0,018
Direct axis transient open-circuit	(T_{do}')	2,720	2,377
Direct axis subtransient open-circuit	(T_{do}'')	0,023	0,023
Quadrature axis subtransient short circuit	(T_q'')	0,021	0,019
Quadrature axis subtransient open circuit	(T''_{qo})	0,048	0,050
Short circuit armature winding	(T_a)	0,173	0,141

WEIGHT (approx.)

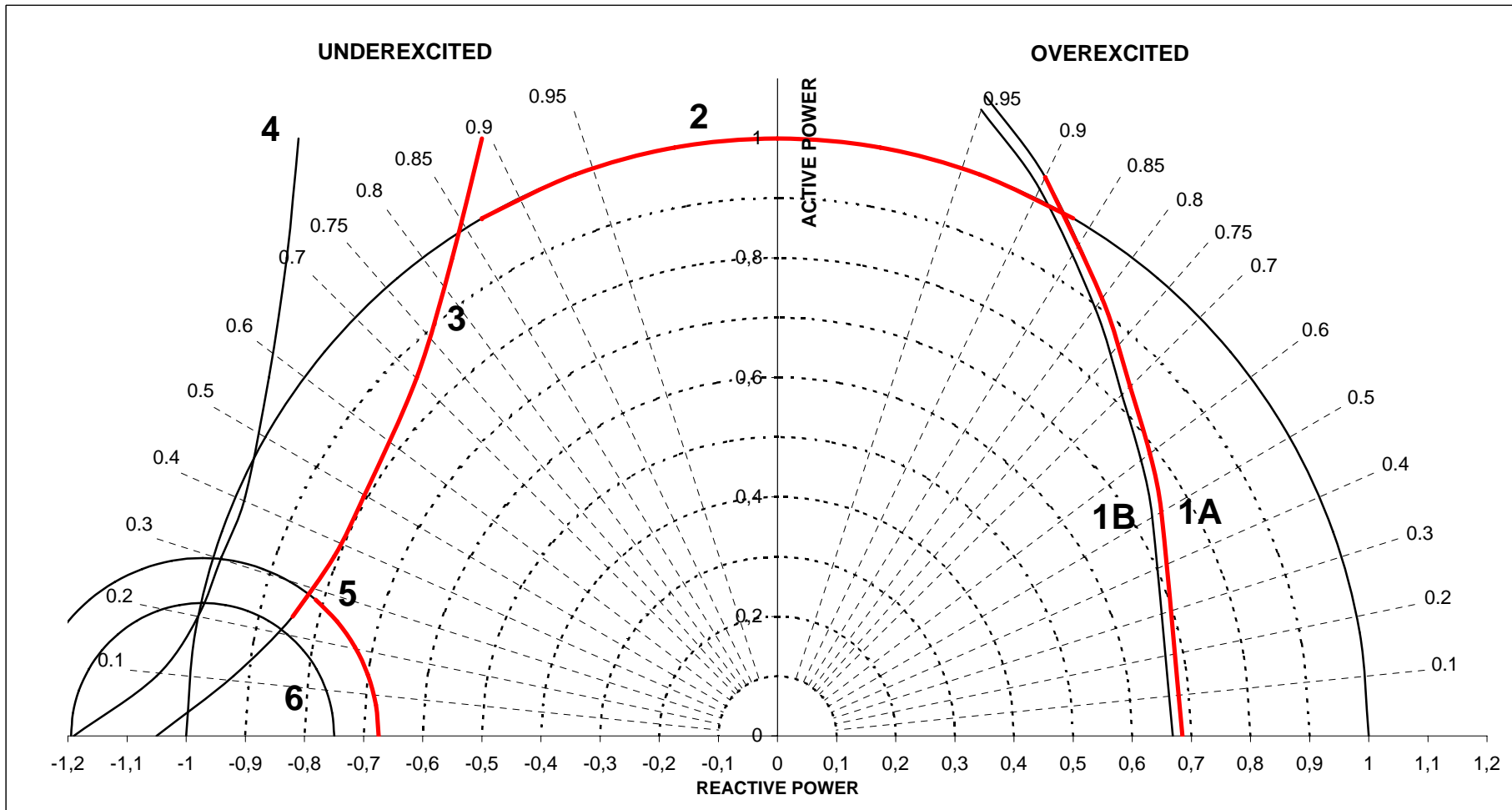
Rotor	6.000 Kg
Total	24.200 Kg

LIMITATIONS

1A MAX. FIELD CURRENT (NO OVERVOLTAGE)
1B MAX. FIELD CURRENT (OVERVOLTAGE)
2 ARMATURE CURRENT
3 PRACTICAL STABILITY

4 THEORETICAL STABILITY
5 MIN. FIELD CURRENT
6 RELUCTANCE POWER

APPARENT POWER 1 P.U.= 4600 KVA
VOLTAGE 1.00 P.U.



TEMPERATURE RISE STATOR/ROTOR

80/90 K

THREE-PHASE SYNCHRONOUS GENERATOR:

Manufacturer.....	ALCONZA - BERANGO, S.L.
Serial N°	1.935.380
Outline drawing.....	948.502.069
Type	Brushless synchronous alternator 3-phase, 50 Hz.
Type of rotor.....	Cylindrical
Denomination.....	NIIR5060 A-4LW
Mounting	IM 1001 (Horizontal), as IEC 60034-7
Permissible ambient temperature	40 °C
Protection	IP 44
Cooling method	IC81W as IEC 60034-6 (Fresh water at 25 °C max.)
Duty	S1-Continuous
Sense of turn	CCW – Counter Clock-Wise (Seen from Drive End side)
Power output.....	1600 kVA
Active power	1520 kW
Rated Voltage.....	690 V.
Connection	Wye1
Rated Current.....	1339 A.
Rated frequency	50 Hz.
Excitation data	133 V. – 58 A.
Rated speed.....	1500 r.p.m.
Runaway	2850 r.p.m. / 5 minutes
Insulation class	F
Temperature rises class	B
Efficiency:	

	<u>Power Factor</u>	
	<u>0.95</u>	<u>1.0 (95% Sn)</u>
100%	96.9	97.2
75%	96.9	97.1
50%	96.3	96.5
25%	94.1	94.3

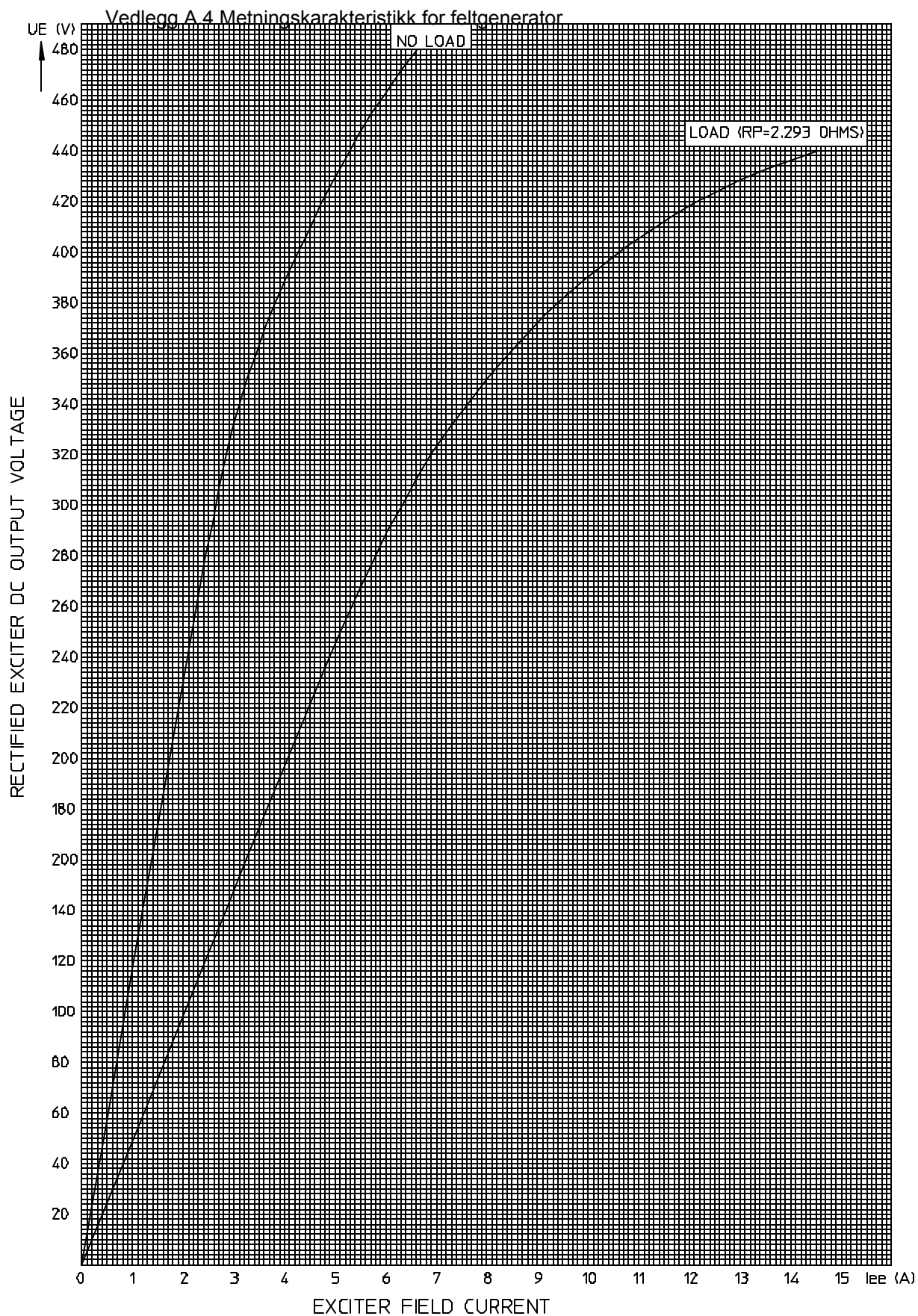
Reactances and Time constants:**Reactances:**

	<u>Unsaturated</u>	<u>Saturated</u>
Direct-axis synchronous reactance, X_d	265.6%	240.6%
Quadrature-axis synchronous reactance, X_q	252.0%	228.4%
Direct-axis transient reactance, X'_d	13.6%	13.2%
Direct-axis subtransient reactance, X''_d	9.8%	9.1%
Quadrature-axis subtransient reactance, X''_q	10.5%	9.5%
Negative sequence reactance, X_2	10.2%	9.3%
Zero sequence reactance, X_0	6.5%	6.2%

Time constants (Seconds):

	<u>Unsaturated</u>	<u>Saturated</u>
Transient direct-axis open-circuit time constant, T'_{do}	3.3997	3.0819
Transient direct-axis short-circuit time constant, T'_d	0.1735	0.1686
Transient direct-axis short-circuit time constant, T''_d	0.0108	0.0096
Transient quadrature-axis short-circuit time constant, T''_q	0.0199	0.0180
Armature circuit time constant, T_a	0.0353	0.0324

EV-0042A



ALCONZA **AA**
BERANGO-ESPAÑA

EXCITER OPEN CIRCUIT AND
LOADED CHARACTERISTIC

4EK S380-2012B

Realizado	F FERRO	24-10-07	
Revisado	F FERRO	24-10-07	

ILX 3850 - 16 B
W.K. 120 3850.8.176 2

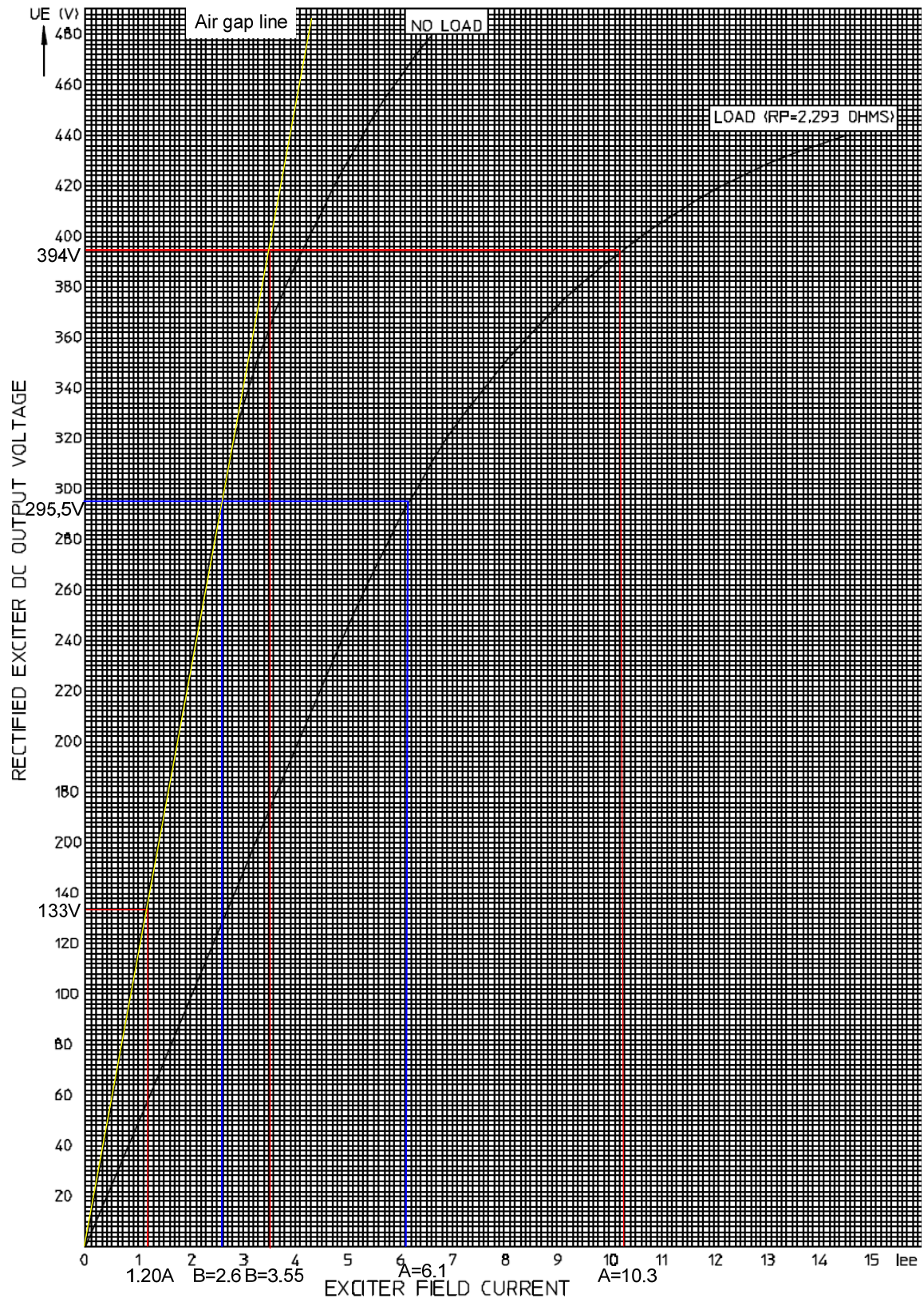
VEDLEGG B

Beregning av metningsfunksjonen til feltgenerator på grunnlag av vedlagt metningskarakteristikk

Generator:	Parameter	Verdi	Kilde	
Feltstrøm	If,base [A]	58,000	datablad generator	
Feltspenning	Efd,base [V]	133,000	datablad generator	
Rotor resistans	Rfd,base [ohm]	2,293	graf- konstant motstand	
Feltgenerator:				
Feltstrøm (leses av luftgapskurven v/ Efd=133)	If [A]	1,200	graf (rød)	
Feltresistans	Rf [ohm]	15,300	fra fabrikant Alconza*	
Feltspenning	Vr,base [V]	18,360	ligning	$V_{r,base} = I_{f,base} * R_f$
Maksimum feltspenning	Vr,max	157,500	antatt verdi**	
Minimum feltspenning	Vr,min	0,000		
Feltgenerator konstant relatert til selvmagnetisert felt	KE [p.u]	1,000		
Beregning av A, B og SE v/ Efd,max				$A = \frac{V_{r,max}}{R_f}$
A- nødvendig felt strøm for å kunne produsere gitt Efd på konstant motstand kurven	A2	10,294	ligning	
Efd v/ gitt A, Tilsvarende maksimum Efd	Efd2 [V]	394,000	graf (rød)	
	Efd2 [p.u]	2,962		$S_E = \frac{A - B}{B}$
B- nødvendig felt strøm for å kunne produsere Efd,max på konstant luftgaps kurven	B2	3,550	graf (rød)	
SE2 (Efd,max)	SE2	1,900	ligning	
Beregning av A, B og SE v/ Efd,75% av Efd,max				
Efd 75%	Efd1 [V]	295,500	gitt av Efdmax	$E_{fd,75\%} = 0.75 * E_{fd,max}$
	Efd1 [p.u]	2,222		
A- nødvendig felt strøm for å kunne produsere gitt Efd på konstant motstand kurven	A1	6,100	graf (blå)	
B- nødvendig felt strøm for å kunne produsere Efd-75% på konstant luftgaps kurven	B1	2,600	graf (blå)	
SE1 (Efd,max)	SE1	1,346	ligning	
Følgende ligning må være oppfylt:	vs	hs		
		8,590	8,578	
$E_{fd,2,p.u} * (KE + SE_{2,p.u}) = V_{r,max,p.u}$				

* Mail fra Luis Galeote, Alconza, 5. Nov 2007

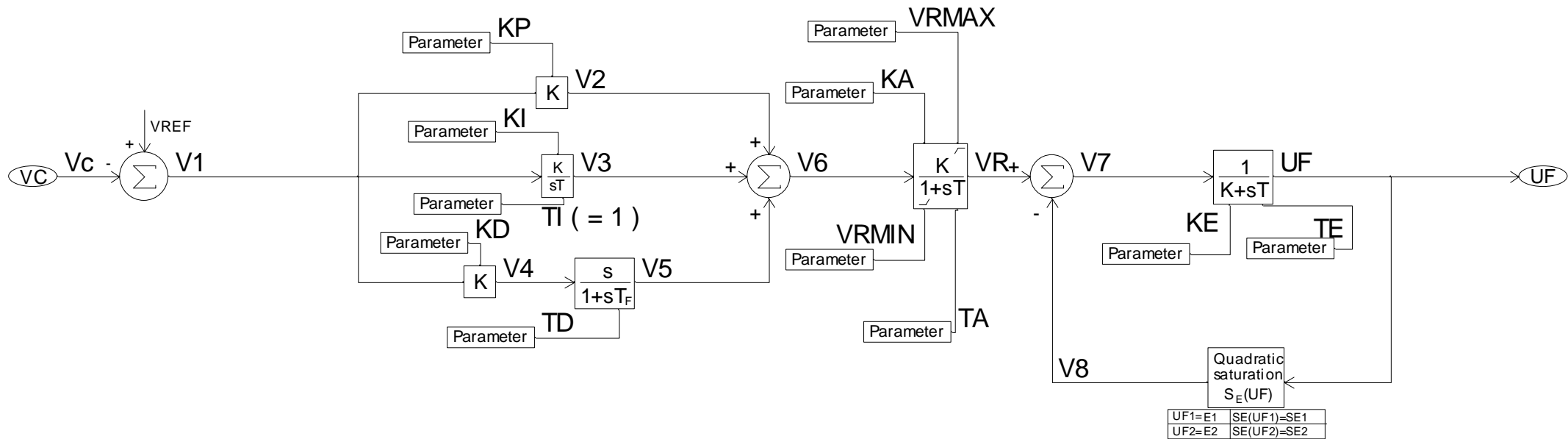
**Fra SINTEF rapport X, der "max open circuit exciter voltage" ble satt til 225V og max feltgenerator feltspenning ble valgt til 70% av denne for å ta høyde for likeretting og regulering.



Vedlegg C.1

Blokk diagram for AVR tegnet i HiDraw

Navn: EXCITERAC8B

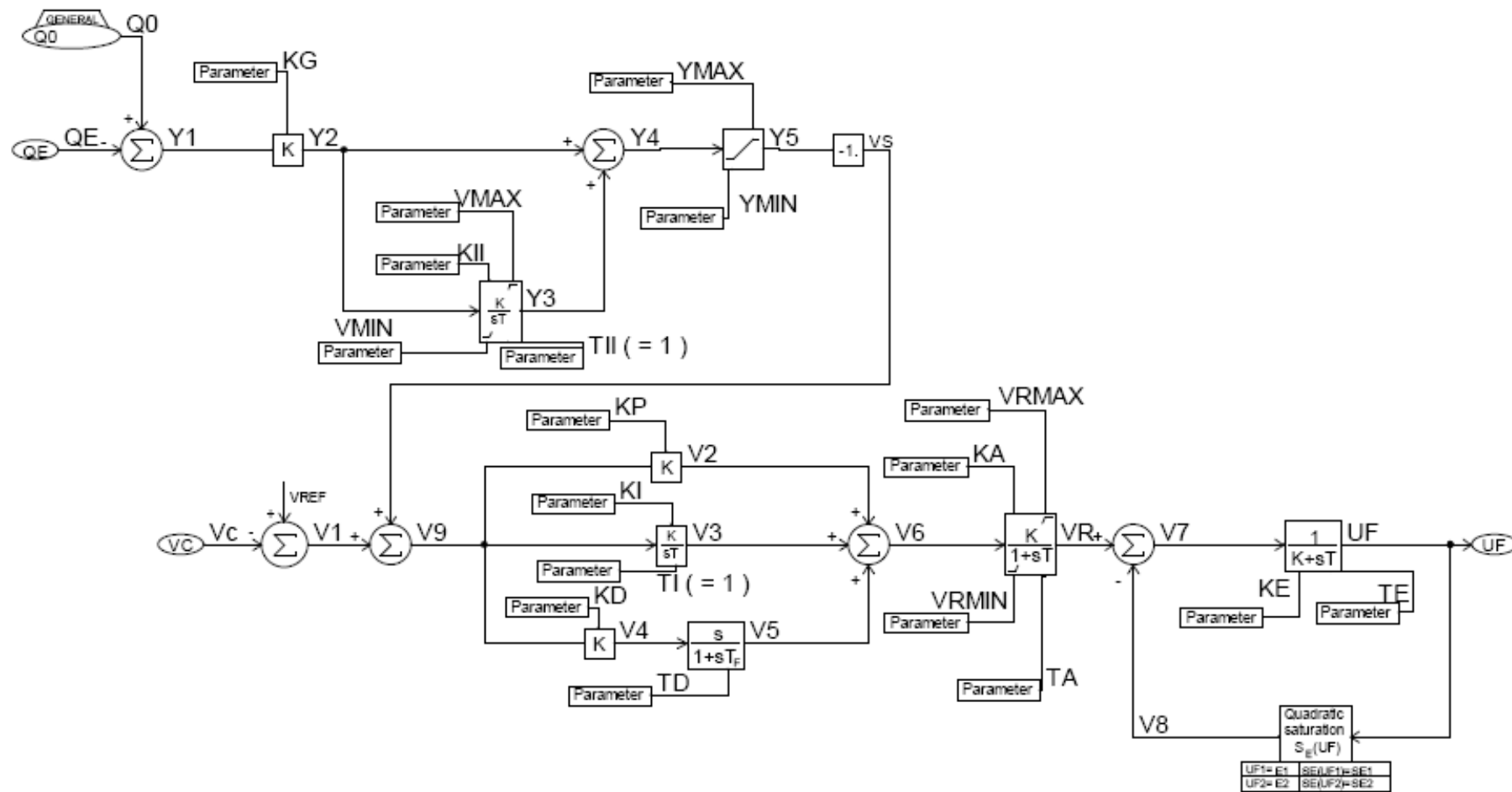


Name: EXCITERAC8B IEEE, Type AC8B Excitation system model Proc.type: %p9 Type: TASK	Design checked by %p7	FUNCTIONAL DIAGRAM DSL Code Generator			Project autumn 2007		Rev	Int	Sheet
	Drawing checked by %p6				%p1		Rev	Int	Sheet
	Drawn by Tina D. Bystøl	ABB POWER SYSTEMS AB	Iss by/Dept %p8	Year Month Day 04.10.2007	00		1000		
							%p2	1002	

Vedlegg C.2

Blokk diagram for AVR med Var kontroller tegnet i HiDraw

Navn: EXCITERQE

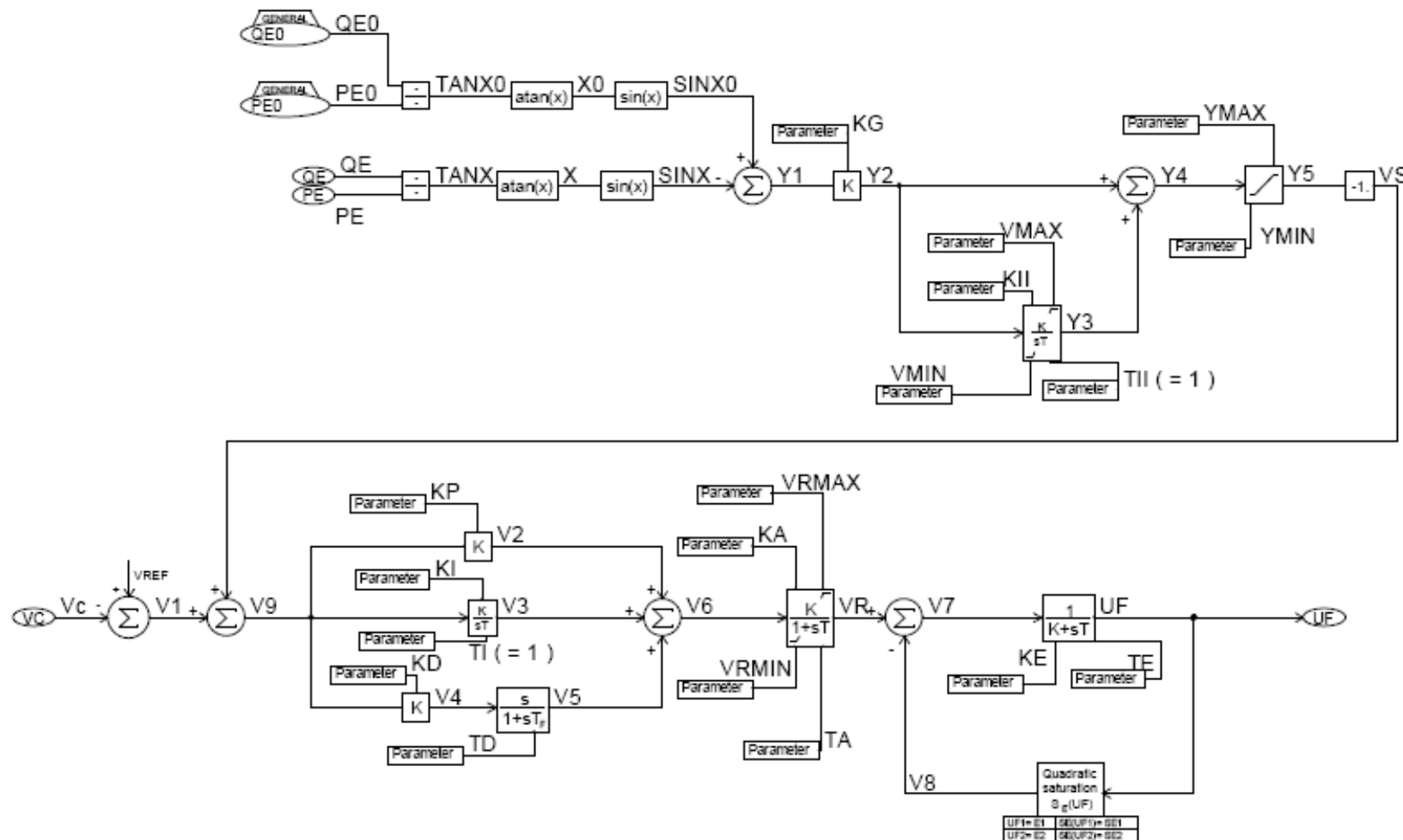


Name: EXCITERQE	Design checked by: %p7	FUNCTIONAL DIAGRAM DSL Code Generator		Project autumn 2007	Rev. Ind.	Sheet
IEEE, Type AC8B Excitation system model	Design checked by: %p8			%p1	Rev. Ind.	Sheet
Proc.type: %p9	Design by: Tina D. Bystøl	ABB POWER SYSTEMS AB	Iss. by Date: %p8	%p2	00	1000
Type: TASK			Year Month Day: 04.10.2007			1002

Vedlegg C.3

Blokk diagram for AVR med sinfi controller tegnet i HiDraw

Navn: EXCITERSIN



Name: EXCITERSIN	Design checked by %p7	FUNCTIONAL DIAGRAM DSL Code Generator		Master thesis 2007		Rev Ind	Sheet
IEEE, Type AC8B Excitation system model with sinfi controller	Drawing checked by %p6			%p1		Rev Ind	Sheet
Proc.type: %p9	Drawn by Tina D. Bystol	ABB POWER SYSTEMS AB	Iss by Deskt %p8	Year Month Day	2007.10.22	00	1000
Type: TASK							1002


```

!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *      Name      : EXCITERAC8B
!! *      Explanation: IEEE, Type AC8B Excitation system model
!! *
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *      Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by: Tina D. Bystøl
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date      : 04.10.2007
!! *-----

PROCESS EXCITERAC8B(E1,SE1,E2,SE2,
& VC,TI,TE,KE,
& TA,VRMIN,VRMAX,KA,
& TD,KD,KI,KP,
& UF,UF0)
EXTERNAL E1,SE1,E2,SE2
EXTERNAL VC,TI,TE,KE
EXTERNAL TA,VRMIN,VRMAX,KA
EXTERNAL TD,KD,KI,KP
EXTERNAL UF0
!! End of external declarations.
REAL      E1,SE1,E2,SE2
REAL      V8,INTER 1/*/,INTER 2/*/
REAL      INTER_3/*/,INTER_4/*/,INTER_5/*/
REAL      INTER_6/*/,INTER_7/*/,INTER_8/*/
REAL      VC,TI,TE,KE
REAL      TA,VRMIN,VRMAX,KA
REAL      TD,KD,KI,KP
REAL      REF/*/,V1,UF0,V3
REAL      V2,V4,V5,INTER 9
REAL      INTER_10,V6,VR,V7
REAL      UF
INTEGER CHECK_OF LIMITS
!! End of real and integer declarations.
STATE     V8,V3,INTER_10
STATE     VR,UF,CHECK_OF LIMITS/0/
!! End of state declarations.
      IF (START) THEN
        IF (START00) THEN
!! Control of quadratic saturation parameters.
          IF (E1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E1 is less than zero.'
          IF (E2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E2 is less than zero.'
          IF (SE1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE1 is less than zero.'

```

```

        IF (SE2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE2 is less than zero.'
        IF (E1.GE/0.001/.E2) STOP'Saturation parameter E1 is greater than',
&      ' or equal to E2.'
        IF (SE1.GE/0.001/.SE2.AND.SE1.NE.0) STOP'Saturation parameter SE1',
&      ' not equal to zero and is greater than or equal to SE2.'
    ENDIF
!! End of control of saturation parameters.
!! Calculation of quadratic saturation variables
!! INTER 7 and INTER 8.
!! A check if the exciter should be modeled unsaturated.
    IF (SE1.EQ/0.001/.0.AND.SE2.EQ/0.001/.0) THEN
        INTER 1=1
        INTER 2=1
        INTER 3=1
        INTER 4=1
        INTER 5=1
        INTER 6=1
        INTER_7=1
        INTER_8=0
    ELSE
        INTER 1=SE1/SE2
        IF (E1*E2.GT/0.001/.0) THEN
            INTER_2=SQRT(E1*E2)
        ELSE
            INTER_2=0
        ENDIF
        IF (E1.GT/0.001/.0) THEN
            INTER_3=SQRT(E1)
        ELSE
            INTER_3=0
        ENDIF
        IF (E2*INTER 1.GT/0.001/.0) THEN
            INTER_4=SQRT(E2*INTER_1)
        ELSE
            INTER_4=0
        ENDIF
        IF (E2.GT/0.001/.0) THEN
            INTER_5=SQRT(E2)
        ELSE
            INTER_5=0
        ENDIF
        IF (E1*INTER 1.GT/0.001/.0) THEN
            INTER_6=SQRT(E1*INTER_1)
        ELSE
            INTER_6=0
        ENDIF
        INTER 7=INTER 2*(INTER 3-INTER 4)/(INTER 5-INTER_6)
        INTER_8=SE2*((INTER_5-INTER_6)**2)/((E2-E1)**2)
    
```

```

        IF (INTER 7.LT.0) THEN
            STOP'Errors in given saturation parameters.',
&            ' The quadratic saturation curve lies in',
&            ' the left half plane.'
        ENDIF
    ENDIF
!! End of calculation of quadratic saturation
!! variables INTER_7 and INTER_8.
ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of EXCITERAC8B.

!! Here starts the dynamic part of process EXCITERAC8B.
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
V1=REF-Vc
!! An integrator with integral time TI and integral constant KI.
V3: TI*.D/DT.V3=KI*V1
!! Multiplication of two signals.
V2=KP*V1
!! Multiplication of two signals.
V4=KD*V1
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTD)$ .
INTER_9=V4/TD
INTER 10: INTER 10=INTER_9-TD*.D/DT.INTER_10
V5=INTER 9-INTER 10
!! Summation of three signals.
V6=V2+V3+V5
!! A first-order filter of non-wind-up type,  $KA/(1+sTA)$ .
IF (VR.GE.VRMAX.AND.
&    (V6*KA-VRMAX).GT.0.AND..NOT.START) THEN
    VR=VRMAX
    PRINT-I'VR is at maximum limit.'
ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.
&    (V6*KA-VRMIN).LE.0.AND..NOT.START) THEN
    VR=VRMIN
    PRINT-I'VR is at minimum limit.'
ELSE
    IF (START00) THEN
        VR=KA*V6
    ELSE
        VR: VR=KA*V6-TA*.D/DT.VR
    ENDIF
    PRINT'VR is within limits.'
ENDIF
!! Summation of two signals.
V7=VR-V8
!! First-order filter with filter constants TE and
!! KE in the denominator.
IF (START00) THEN

```

```

    UF=UF0                                !UF=V7/KE Tina(Tips fra Lars)
ELSE
    UF: UF*KE=V7-TE*.D/DT.UF
ENDIF
!! Quadratic saturation.
IF (INTER 8.EQ/0.001/.0.OR.(UF.LE.INTER_7.AND.
&    UF.GE.-INTER_7)) THEN
    V8=0
ELSEIF (UF.LE.-INTER_7) THEN
    V8=-INTER_8*(UF+INTER_7)**2
ELSE
    V8=INTER_8*(UF-INTER_7)**2
ENDIF
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! Checks start conditions by setting REF.
    REF: UF=UF0
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTD).
    IF (TD.LE.0) THEN
        STOP'Time constant TD in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
    ENDIF
!! A check of the first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA).
    IF (VRMAX.LE.VRMIN) THEN
        STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    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 first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA). This is a start-up check.
    IF (VR.GE.VRMAX.AND.
&        (V6*KA-VR).GT.0) THEN
        STOP'VR is at maximum limit.'
    ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.
&        (V6*KA-VR).LT.0) THEN
        STOP'VR is at minimum limit.'
    ENDIF
    CHECK_OF_LIMITS=1
ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of EXCITERAC8B.                :-|

!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *      Name      : EXCITERQE
!! *      Explanation: IEEE, Type AC8B Excitation system model
!! *
```

```

!! *          DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *          Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by: Tina D. Bystøl
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date       : 04.10.2007
!! *-----

PROCESS EXCITERQE(E1,SE1,E2,SE2,
& VC,QE,YMIN,
& YMAX,VMAX,KII,TII,
& VMIN,KG,TI,TE,
& KE,TA,VRMIN,VRMAX,
& KA,TD,KD,KI,
& KP,UF,UF0)
EXTERNAL E1,SE1,E2,SE2
EXTERNAL VC,QE,YMIN
EXTERNAL YMAX,VMAX,KII,TII
EXTERNAL VMIN,KG,TI,TE
EXTERNAL KE,TA,VRMIN,VRMAX
EXTERNAL KA,TD,KD,KI
EXTERNAL KP,UF0
!! End of external declarations.
REAL      E1,SE1,E2,SE2
REAL      Q0/*/                                !Tina 16.10.07 (QREGULATOR.dsl)
REAL      V8,INTER_1/*/,INTER_2/*/
REAL      INTER_3/*/,INTER_4/*/,INTER_5/*/
REAL      INTER_6/*/,INTER_7/*/,INTER_8/*/
REAL      VC,QE,YMIN
REAL      YMAX,VMAX,KII,TII
REAL      VMIN,KG,TI,TE
REAL      KE,TA,VRMIN,VRMAX
REAL      KA,TD,KD,KI
REAL      KP,Y1,Y2,REF/*/
REAL      V1,UF0,Y3,Y4
REAL      Y5,VS,V9,V4
REAL      V5,INTER_9,INTER_10
REAL      V3,V2,V6,VR
REAL      V7,UF
INTEGER    CHECK_OF_LIMITS
!! End of real and integer declarations.
STATE      V8,Y3,INTER_10
STATE      V3,VR,UF,CHECK_OF_LIMITS/0/
  IF (START) THEN
    IF (START00) THEN
      Q0=QE                                !Tina 16.10.07 (QREGULATOR.dsl)

```

```

REF=1.                                !Tips Lars 19.10.2007
UF=UF0                                !Tips Lars 19.10.2007
Y3=0.                                !Tips Lars 19.10.2007
!! Control of quadratic saturation parameters.
  IF (E1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E1 is less than zero.'
  IF (E2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E2 is less than zero.'
  IF (SE1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE1 is less than zero.'
  IF (SE2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE2 is less than zero.'
  IF (E1.GE/0.001/.E2) STOP'Saturation parameter E1 is greater than',
&    ' or equal to E2.'
  IF (SE1.GE/0.001/.SE2.AND.SE1.NE.0) STOP'Saturation parameter SE1',
&    ' not equal to zero and is greater than or equal to SE2.'
  ENDIF

!END IF
!! End of control of saturation parameters.
!! Calculation of quadratic saturation variables
!! INTER_7 and INTER_8.
!! A check if the exciter should be modeled unsaturated.
  IF (SE1.EQ/0.001/.0.AND.SE2.EQ/0.001/.0) THEN
    INTER_1=1
    INTER_2=1
    INTER_3=1
    INTER_4=1
    INTER_5=1
    INTER_6=1
    INTER_7=1
    INTER_8=0
  ELSE
    INTER_1=SE1/SE2
    IF (E1*E2.GT/0.001/.0) THEN
      INTER_2=SQRT(E1*E2)
    ELSE
      INTER_2=0
    ENDIF
    IF (E1.GT/0.001/.0) THEN
      INTER_3=SQRT(E1)
    ELSE
      INTER_3=0
    ENDIF
    IF (E2*INTER_1.GT/0.001/.0) THEN
      INTER_4=SQRT(E2*INTER_1)
    ELSE
      INTER_4=0
    ENDIF
    IF (E2.GT/0.001/.0) THEN
      INTER_5=SQRT(E2)
    ELSE

```

```

        INTER_5=0
    ENDIF
    IF (E1*INTER 1.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_6=SQRT(E1*INTER_1)
    ELSE
        INTER_6=0
    ENDIF
    INTER 7=INTER 2*(INTER 3-INTER 4)/(INTER 5-INTER_6)
    INTER 8=SE2*((INTER 5-INTER_6)**2)/((E2-E1)**2)
    IF (INTER 7.LT.0) THEN
        STOP'Errors in given saturation parameters.',
&        ' The quadratic saturation curve lies in',
&        ' the left half plane.'
    ENDIF
!! End of calculation of quadratic saturation
!! variables INTER_7 and INTER_8.
ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of EXCITERQE.

!! Here starts the dynamic part of process EXCITERQE.
!! Summation of two signals.
Y1=Q0-QE
!! Multiplication of two signals.
Y2=KG*Y1
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
V1=REF-Vc
!! A non-wind-up integrator with integral time TII and
!! integral constant KII.
IF (Y3.GE.VMAX.AND.Y2.GT.0.AND..NOT.START) THEN      ! (Y3.GE.VMIN.AND.Y2.GE.0.AND..NOT.START) THEN
    Y3=VMAX                                           !Y3=VMINTips Lars 18.10.2007
    PRINT-I'Y3 is at maximum limit!'
ELSEIF (Y3.LE.VMIN.AND.Y2.LT.0.AND..NOT.START) THEN ! (Y3.LE.VMAX.AND.Y2.LT.0.AND..NOT.START) THEN
    Y3=VMIN                                           !Y3=VMAXTips Lars 18.10.2007
    PRINT-I'Y3 is at minimum limit!'
ELSE
    IF(.NOT.START) Y3: TII*.D/DT.Y3=KII*Y2           !Y3: TII*.D/DT.Y3=KII*Y2
    PRINT'Y3 is within limits.'
ENDIF
!! Summation of two signals.
Y4=Y2+Y3
!! Limiter, YMIN <= Y5 <= YMAX.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (YMAX.LT.YMIN) THEN
    STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (Y4.GE.YMAX.AND..NOT.START) THEN
    Y5=YMAX

```

```

    PRINT-I'Y5 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y4.LE.YMIN.AND..NOT.START) THEN
    Y5=YMIN
    PRINT-I'Y5 is at minimum limit.'
ELSE
    Y5=Y4
    PRINT'Y5 is within limits.'
ENDIF
!! Changes the sign of a signal.
VS=-Y5
!! Summation of two signals.
V9=VS+V1
!! Multiplication of two signals.
V4=KD*V9
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTD)$ .
INTER_9=V4/TD
INTER_10: INTER_10=INTER_9-TD*.D/DT.INTER_10
V5=INTER_9-INTER_10
!! An integrator with integral time TI and integral constant KI.
V3: TI*.D/DT.V3=KI*V9
!! Multiplication of two signals.
V2=KP*V9
!! Summation of three signals.
V6=V2+V3+V5
!! A first-order filter of non-wind-up type,  $KA/(1+sTA)$ .
IF (VR.GE.VRMAX.AND.
& (V6*KA-VRMAX).GE.0.AND..NOT.START) THEN
    VR=VRMAX
    PRINT-I'VR is at maximum limit.'
ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.
& (V6*KA-VRMIN).LE.0.AND..NOT.START) THEN
    VR=VRMIN
    PRINT-I'VR is at minimum limit.'
ELSE
    IF (START00) THEN
        VR=KA*V6
    ELSE
        VR: VR=KA*V6-TA*.D/DT.VR
    ENDIF
    PRINT'VR is within limits.'
ENDIF
!! Summation of two signals.
V7=VR-V8
!! First-order filter with filter constants TE and
!! KE in the denominator.
IF (START00) THEN
    UF=UF0
    !UF=V7/KE !Tina 16.10.07
ELSE

```



```

    UF: UF*KE=V7-TE*.D/DT.UF
  ENDIF
!! Quadratic saturation.
  IF (INTER_8.EQ/0.001/.0.OR.(UF.LE.INTER_7.AND.
&    UF.GE.-INTER_7)) THEN
    V8=0
  ELSEIF (UF.LE.-INTER_7) THEN
    V8=-INTER_8*(UF+INTER_7)**2
  ELSE
    V8=INTER_8*(UF-INTER_7)**2
  ENDIF
!! Initial control of some of the block diagrams.
  IF (START) THEN
!! Checks start conditions by setting REF.
    REF: UF=UF0
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTD).
    IF (TD.LE.0) THEN
      STOP'Time constant TD in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
    ENDIF
!! A check of the first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA).
    IF (VRMAX.LE.VRMIN) THEN
      STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    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
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TII and
!! integral constant KII. This is a start-up check.
    IF (Y3.GE.VMAX.AND.                                !endret vmin=>vmax
&      Y2.GT.0.OR.
&      Y3.GT.VMAX) THEN                                !endret vmax=>vmin
      STOP'Y3 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y3.LE.VMIN.AND.                                !endret vmax=>vmin
&      Y2.LT.0.OR.
&      Y3.LT.VMIN) THEN                                !endret vmax=>vmin
      STOP'Y3 is at minimum limit.'
    ENDIF
    IF (Y4.GE.YMAX) THEN
      PRINT-I'Y5 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y4.LE.YMIN) THEN
      PRINT-I'Y5 is at minimum limit.'
    ENDIF
!! A first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA). This is a start-up check.
    IF (VR.GE.VRMAX.AND.
&      (V6*KA-VR).GT.0) THEN
      STOP'VR is at maximum limit.'
    ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.

```

```

&      (V6*KA-VR).LT.0) THEN
      STOP'VR is at minimum limit.'
    ENDIF
    CHECK_OF_LIMITS=1
  ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of EXCITERQE.          :-|

!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *      Name      : EXCITERSIN
!! *      Explanation: IEEE, Type AC8B Excitation system model with sinfi controller
!! *
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *      Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department :
!! Designed by: Tina D. Bystøl
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date      : 2007.10.22
!! *-----

PROCESS EXCITERSIN(E1,SE1,E2,SE2,
& VC,PE,
& QE,YMIN,YMAX,VMAX,
& KII,TII,VMIN,KG,
& TI,TE,KE,TA,
& VRMIN,VRMAX,KA,TD,
& KD,KI,KP,UF,
& UF0)                                !removed PE0 and QE0
EXTERNAL E1,SE1,E2,SE2
EXTERNAL VC,PE
EXTERNAL QE,YMIN,YMAX,VMAX
EXTERNAL KII,TII,VMIN,KG
EXTERNAL TI,TE,KE,TA
EXTERNAL VRMIN,VRMAX,KA,TD
EXTERNAL KD,KI,KP,UF0
!! End of external declarations.
REAL      E1,SE1,E2,SE2
REAL      V8,INTER 1/*/,INTER 2/*/
REAL      INTER_3/*/,INTER_4/*/,INTER_5/*/
REAL      INTER_6/*/,INTER_7/*/,INTER_8/*/
REAL      VC,PE
REAL      PE0/*/,QE0/*/              !added PE0 and QE0
REAL      QE,YMIN,YMAX,VMAX

```

```

REAL      KII,TII,VMIN,KG
REAL      TI,TE,KE,TA
REAL      VRMIN,VRMAX,KA,TD
REAL      KD,KI,KP,TANX0
REAL      TANX,REF/*/,V1,UFO
REAL      X0,SINX0,X,SINX
REAL      Y1,Y2,Y3,Y4
REAL      Y5,VS,V9,V4
REAL      V5,INTER_9,INTER_10
REAL      V3,V2,V6,VR
REAL      V7,UF
INTEGER    CHECK_OF_LIMITS
!! End of real and integer declarations.
STATE      V8,TANX0,TANX
STATE      X0,X,Y3,INTER_10
STATE      V3,VR,UF,CHECK_OF_LIMITS/0/
  IF (START) THEN
    IF (START00) THEN
      QE0=QE                                !QE0 and PE0-initialized (equal powerflow values for QE and PE)
      PE0=PE
      UF=UFO                                !initialization of UFO, REF and Y3 to help simpow getting started
      REF=1.
      Y3=0.
!! Control of quadratic saturation parameters.
      IF (E1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E1 is less than zero.'
      IF (E2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter E2 is less than zero.'
      IF (SE1.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE1 is less than zero.'
      IF (SE2.LT/0.001/.0) STOP'Saturation parameter SE2 is less than zero.'
      IF (E1.GE/0.001/.E2) STOP'Saturation parameter E1 is greater than',
&      ' or equal to E2.'
      IF (SE1.GE/0.001/.SE2.AND.SE1.NE.0) STOP'Saturation parameter SE1',
&      ' not equal to zero and is greater than or equal to SE2.'
    ENDIF
!! End of control of saturation parameters.
!! Calculation of quadratic saturation variables
!! INTER 7 and INTER 8.
!! A check if the exciter should be modeled unsaturated.
    IF (SE1.EQ/0.001/.0.AND.SE2.EQ/0.001/.0) THEN
      INTER_1=1
      INTER_2=1
      INTER_3=1
      INTER_4=1
      INTER_5=1
      INTER_6=1
      INTER_7=1
      INTER_8=0
    ELSE
      INTER_1=SE1/SE2

```

```

    IF (E1*E2.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_2=SQRT(E1*E2)
    ELSE
        INTER_2=0
    ENDIF
    IF (E1.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_3=SQRT(E1)
    ELSE
        INTER_3=0
    ENDIF
    IF (E2*INTER_1.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_4=SQRT(E2*INTER_1)
    ELSE
        INTER_4=0
    ENDIF
    IF (E2.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_5=SQRT(E2)
    ELSE
        INTER_5=0
    ENDIF
    IF (E1*INTER_1.GT/0.001/.0) THEN
        INTER_6=SQRT(E1*INTER_1)
    ELSE
        INTER_6=0
    ENDIF
    INTER_7=INTER_2*(INTER_3-INTER_4)/(INTER_5-INTER_6)
    INTER_8=SE2*((INTER_5-INTER_6)**2)/((E2-E1)**2)
    IF (INTER_7.LT.0) THEN
        STOP'Errors in given saturation parameters.',
&        ' The quadratic saturation curve lies in',
&        ' the left half plane.'
    ENDIF
ENDIF
!! End of calculation of quadratic saturation
!! variables INTER_7 and INTER_8.
ENDIF
!! End of parameter setting and initiations of EXCITERSIN.

!! Here starts the dynamic part of process EXCITERSIN.
!! Divides a signal with another. Output signal is a real.
IF (START00) THEN
    TANX0=1
ELSE
    IF (.NOT.(PE0.GT.0.OR.PE0.LT.0)) THEN
        IF (START) THEN
            PRINT-I'The input signal is equal zero for the ',
&                'block diagram with the output TANX0!'
        ELSE

```

```

        STOP'The input signal is equal zero for the ',
&        'block diagram with the output TANX0!'
        ENDIF
    ENDIF
    TANX0: TANX0*PE0=QE0
ENDIF
!! Divides a signal with another. Output signal is a real.
IF (START00) THEN
    TANX=1
ELSE
    IF (.NOT.(PE.GT.0.OR.PE.LT.0)) THEN
        IF (START) THEN
            PRINT-I'The input signal is equal zero for the ',
&            'block diagram with the output TANX!'
        ELSE
            STOP'The input signal is equal zero for the ',
&            'block diagram with the output TANX!'
        ENDIF
    ENDIF
    TANX: TANX*PE=QE
ENDIF
!! A signal subtracted to the reference, Reference.
V1=REF-Vc
!! Calculates the atan value of TANX0.
X0: TANX0=SIN(X0)/COS(X0)
!! Calculates the sine value of X0.
!! X0 shall be given in radians.
SINX0=SIN(X0)
!! Calculates the atan value of TANX.
X: TANX=SIN(X)/COS(X)
!! Calculates the sine value of X.
!! X shall be given in radians.
SINX=SIN(X)
!! Summation of two signals.
Y1=SINX0-SINX
!! Multiplication of two signals.
Y2=KG*Y1
!! A non-wind-up integrator with integral time TII and
!! integral constant KII.
IF (Y3.GE.VMAX.AND.Y2.GT.0.AND..NOT.START) THEN
    Y3=VMAX
    PRINT-I'Y3 is at maximum limit!'
ELSEIF (Y3.LE.VMIN.AND.Y2.LT.0.AND..NOT.START) THEN
    Y3=VMIN
    PRINT-I'Y3 is at minimum limit!'
ELSE
    IF(.NOT.START) Y3: TII*.D/DT.Y3=KII*Y2
    PRINT'Y3 is within limits.'
    ! (Y3.GE.VMIN.AND.Y2.GE.0.AND..NOT.START) THEN
    ! Y3=VMIN
    ! (Y3.LE.VMAX.AND.Y2.LT.0.AND..NOT.START) THEN
    ! Y3=VMAX

```

```

ENDIF
!! Summation of two signals.
Y4=Y2+Y3
!! Limiter, YMIN <= Y5 <= YMAX.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (YMAX.LT.YMIN) THEN
  STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (Y4.GE.YMAX.AND..NOT.START) THEN
  Y5=YMAX
  PRINT-I'Y5 is at maximum limit.'
ELSEIF (Y4.LE.YMIN.AND..NOT.START) THEN
  Y5=YMIN
  PRINT-I'Y5 is at minimum limit.'
ELSE
  Y5=Y4
  PRINT'Y5 is within limits.'
ENDIF
!! Changes the sign of a signal.
VS=-Y5
!! Summation of two signals.
V9=VS+V1
!! Multiplication of two signals.
V4=KD*V9
!! Filtered deriving function  $s/(1+sTD)$ .
INTER 9=V4/TD
INTER 10: INTER 10=INTER_9-TD*.D/DT.INTER_10
V5=INTER 9-INTER 10
!! An integrator with integral time TI and integral constant KI.
V3: TI*.D/DT.V3=KI*V9
!! Multiplication of two signals.
V2=KP*V9
!! Summation of three signals.
V6=V2+V3+V5
!! A first-order filter of non-wind-up type,  $KA/(1+sTA)$ .
IF (VR.GE.VRMAX.AND.
& (V6*KA-VRMAX).GE.0.AND..NOT.START) THEN
  VR=VRMAX
  PRINT-I'VR is at maximum limit.'
ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.
& (V6*KA-VRMIN).LE.0.AND..NOT.START) THEN
  VR=VRMIN
  PRINT-I'VR is at minimum limit.'
ELSE
  IF (START00) THEN
    VR=KA*V6
  ELSE
    VR: VR=KA*V6-TA*.D/DT.VR

```

```

    ENDIF
    PRINT'VR is within limits.'
  ENDIF
!! Summation of two signals.
V7=VR-V8
!! First-order filter with filter constants TE and
!! KE in the denominator.
IF (START00) THEN
  UF=UF0
                                !UF=V7/KE
ELSE
  UF: UF*KE=V7-TE*.D/DT.UF
ENDIF
!! Quadratic saturation.
IF (INTER 8.EQ/0.001/.0.OR.(UF.LE.INTER_7.AND.
&   UF.GE.-INTER_7)) THEN
  V8=0
ELSEIF (UF.LE.-INTER_7) THEN
  V8=-INTER_8*(UF+INTER_7)**2
ELSE
  V8=INTER_8*(UF-INTER_7)**2
ENDIF
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! Checks start conditions by setting REF.
  REF: UF=UF0
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTD).
  IF (TD.LE.0) THEN
    STOP'Time constant TD in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
  ENDIF
!! A check of the first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA).
  IF (VRMAX.LE.VRMIN) THEN
    STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
  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
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TII and
!! integral constant KII. This is a start-up check.
  IF (Y3.GE.VMAX.AND.
&     Y2.GT.0.OR.
&     Y3.GT.VMAX) THEN
    STOP'Y3 is at maximum limit.'
  ELSEIF (Y3.LE.VMIN.AND.
&         Y2.LT.0.OR.
&         Y3.LT.VMIN) THEN
    STOP'Y3 is at minimum limit.'
  ENDIF

```

```

    IF (Y4.GE.YMAX) THEN
        PRINT-I'Y5 is at maximum limit.'
    ELSEIF (Y4.LE.YMIN) THEN
        PRINT-I'Y5 is at minimum limit.'
    ENDIF
!! A first-order filter of non-wind-up type, KA/(1+sTA). This is a start-up check.
    IF (VR.LE.VRMAX.AND.
&      (V6*KA-VR).LT.0) THEN
!      STOP'VR is at maximum limit.'
    ELSEIF (VR.LE.VRMIN.AND.
&      (V6*KA-VR).LT.0) THEN
!      STOP'VR is at minimum limit.'
    ENDIF
    CHECK_OF_LIMITS=1
ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of EXCITERSIN.          :-|

!! *----- DSL Code Generator, Simpov -----
!! *
!! *      Name      : CREG
!! *      Explanation: cos fi regulator
!! *                  cos fi regulator
!! *      DSL Code Generator, release 1.3, 2003-03-04.
!! *      Copyright ABB Power Technologies, Sweden.
!! *-----
!! Department : SINTEF
!! Designed by: TT (with a little help ... )
!! Checked by :
!! Approved by:
!! Date       : 2005-01-16
!! *-----

PROCESS CREG(BUS1,KF,B0,BMIN,BMAX,KA,
& TI,VRMIN,VRMAX,TF,VFMAX,VFMIN,
& I,U)
AC BUS1
EXTERNAL KF,B0,BMIN,BMAX,KA
EXTERNAL TI,VRMIN,VRMAX,TF,VFMAX,VFMIN,I,U
!! End of external declarations.
AC SIGNAL I,U
!! End of external declarations.
REAL    KF,B0,BMIN,BMAX,KA
REAL    TI,VRMIN,VRMAX,TF,VFMAX,VFMIN
REAL    V2,V3,V4,V5,B,COSFIREF/*/
REAL    V1

```

!Ført inn I og U


```

INTEGER  CHECK OF LIMITS
REAL IR,II,UR,UI,P,Q,FI,COSFI
!! End of real and integer declarations.
PLOT      B,COSFI
STATE     V2,V3,CHECK OF LIMITS/0/,FI
!! End of state declarations.
      IF (START) THEN
ENDIF
IR=XPRES(I)           !Ny
II=XPIM(I)            !Ny
UR=XPRES(U)           !Ny
UI=XPIM(U)            !Ny
P=UR*IR+UI*II         !Ny
Q=-UR*II+UI*IR
!   B and B0 and consequently BMIN and BMAX are in pu of network base
      IF (START0) THEN
        B=B0
        FI=ATAN2(Q,P)
      ENDIF
        FI:P*SIN(FI)=Q*COS(FI)
        COSFI=COS(FI)

!! End of parameter setting and initiations of CREG.
!! A signal subtracted to the reference COSFIREF, General reference.
V1=COSFIREF-COSFI
!! Here starts the dynamic part of process CREG.
!! A first-order filter of non-wind-up type, KF/(1+sTF).
      IF (V2.GE.VFMAX.AND.
&      (V1*KF-VFMAX).GE.0.AND..NOT.START) THEN
        V2=VFMAX
        PRINT'V2 is at maximum limit.'
      ELSEIF (V2.LE.VFMIN.AND.
&      (V1*KF-VFMIN).LE.0.AND..NOT.START) THEN
        V2=VFMIN
        PRINT'V2 is at minimum limit.'
      ELSE
        V2: V2=KF*V1-TF*.D/DT.V2
        PRINT'V2 is unlimited.'
      ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TI.
      IF (V3.GE.VRMAX.AND.
&      V2.GE.0.AND..NOT.START) THEN
        V3=VRMAX
        PRINT'V3 is at maximum limit.'
      ELSEIF (V3.LE.VRMIN.AND.
&      V2.LT.0.AND..NOT.START) THEN
        V3=VRMIN

```

```

    PRINT'V3 is at minimum limit.'
ELSE
    V3: TI*.D/DT.V3=V2
    PRINT'V3 is unlimited.'
ENDIF
!! Summation of two signals.
V4=V2+V3
!! Multiplies two signals.
V5=KA*V4
!! Limiter, BMIN <= B <= BMAX.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (BMAX.LT.BMIN) THEN
    STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (V5.GE.BMAX.AND..NOT.START) THEN
    B=BMAX
    PRINT'B is at maximum limit.'
ELSEIF (V5.LE.BMIN.AND..NOT.START) THEN
    B=BMIN
    PRINT'B is at minimum limit.'
ELSE
    B=V5
    PRINT'B is unlimited.'
ENDIF
! Compute the injected current into the node
IR=+UPIM(BUS1)*B
II=-UPRE(BUS1)*B
IPRE(BUS1)=IR
IPIM(BUS1)=II
!! A signal subtracted to the reference COSFIREF, General reference.
V1=COSFIREF-COSFI
IF (START) THEN
!! A check of the first-order filter of non-wind-up type, KF/(1+sTF).
    IF (VFMAX.LE.VFMIN) THEN
        STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
    ENDIF
!! Checks start conditions by setting COSFIREF.
    COSFIREF: B=B0
ENDIF
!! Control of block diagram outputs within given limits.
IF (.NOT.START.AND.CHECK OF LIMITS.EQ.0) THEN
!! A first-order filter of non-wind-up type, KF/(1+sTF). This is a start-up check.
    IF (V2.GE.VFMAX.AND.
&      (V1*KF-V2).GT.0) THEN
        STOP'V2 is at maximum limit.'
    ELSEIF (V2.LE.VFMIN.AND.
&      (V1*KF-V2).LT.0) THEN
        STOP'V2 is at minimum limit.'

```

```
ENDIF
!! An integrator of non-wind-up type with integral time TI.
!! This is a start-up check.
IF (V3.GE.VRMAX.AND.V2.GT.0.OR.
&   V3.GT.VRMAX) THEN
    STOP'V3 is at maximum limit.'
ELSEIF (V3.LE.VRMIN.AND.V2.LT.0.OR.
&   V3.LT.VRMIN) THEN
    STOP'V3 is at minimum limit.'
ENDIF
IF (V5.GE.BMAX) THEN
    PRINT'B is at maximum limit.'
ELSEIF (V5.LE.BMIN) THEN
    PRINT'B is at minimum limit.'
ENDIF
CHECK_OF_LIMITS=1
ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.
END
!! End of CREG.          :-)
```

VEDLEGG E: Sprangresponstest av spenningsregulator

E.1: Sprangresponstest av spenningsregulator EXCITERAC8B med DG 1.6MVA og DG 4.6MVA

1. Sprangresponstest av spenningsregulator EXCITERAC8B og generator DG 1.6MVA med ulike PID- innstillinger

Sprangresponstest ble først gjennomført med PID- innstillinger beregnet i programvaren fra Basler: $K_P=111.79$, $K_D=25$ og $K_I=132.65$. Ett sprang på 5 % økning i referansen påføres ved $t=1$. Ved $t=10s$ påføres ett sprang på 5 % reduksjon i referansen slik at referansen i spenningsregulatoren når sin opprinnelige verdi. Figur 1, 2 og 3 viser tidsresponsen for henholdsvis generators klemmespenning U , generators feltspenning, U_F , og feltgenerators feltspenning U_R . I figur 1 registreres det at U har litt oversving som kan forbedres. Amplituden til U_F er illustrert i figur 2. U_F kan ha en høyere amplitude, da høyere feltspenning gir raskere respons. Grensene for maksimum og minimum verdi på U_R er satt til 10 og 0. Og responsen til U_R ser tilfredsstillende ut da den ikke er underdempet.

K_P ble endret fra 111.79 til 160 i forsøk på å få ett raskere system. Resultatet er presentert i figur 4, 5 og 6. Figur 4 illustrer en raskere forandring i klemmespenningen U . Tiden før systemet når maksimum spenning er redusert og oversvinget er betydelig redusert. Men av figuren kan det se ut som om innsvingningstiden (fra sprang til stasjonær verdi) til U har økt litt. Figur 5 viser økt amplitude på U_F og en raskere innsvingningstid. Raskere innsvingningstid er det også på responsen til feltgeneratoren, figur 6. Men der er maksimum og minimum grenser satt på regulatoren. Det registreres også en liten oversving på spenningen der den går tilbake til initial verdi.

Systemresponsen er svært sensitiv for forandringer i forsterkningen K_D . En reduksjon i K_D fører til økte svingninger i U_R . På den andre siden bidrar redusert K_D til ett enda "flatere" respons i U (mindre oversving). En økning i K_D gir enda bedre demping av U_R , men oversvinget i responsen på U øker betraktelig. Så det ble valgt å beholde K_D lik 25.

En reduksjon i K_I medfører også "flatere" respons i U , men innsvingningstiden øker tilsvarende. En økning i K_I bidrar derimot til redusert innsvingningstid, men oversvinget på U vil da øke. Det ble valgt å øke K_I fra 132.65 til 150 fordi K_P allerede er økt betraktelig. Tidsresponsen er vist i figur 7,8, og 9. Fra figur 7, se en at innsvingningstiden til U har blitt litt kortere. Tidsresponsen for U_F er i figur 8 og for U_R i figur 9. Ut ifra tidsresponsen i figurene kan det se ut som om U_F og U_R er svært lite sensitive for endringer i K_I . Parameter innstillingen: $K_D=24$, $K_P=160$ og $K_I=150$ virker akseptabel ut ifra sprangresponsanalysen og skal brukes videre i oppgaven.

2. Sprangresponstest av spenningsregulator EXCITERAC8B og generator DG 4.6MVA med ulike PID- innstillinger

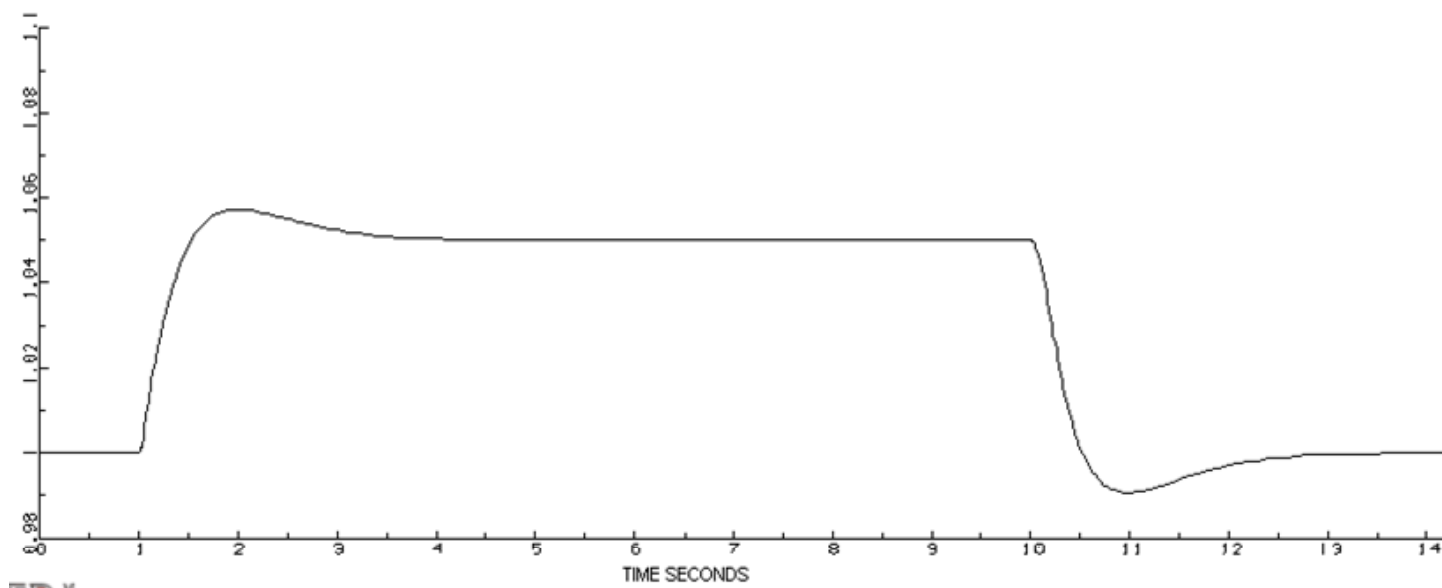
PID innstillingene beregnet med programvaren fra Basler for 4.6 MVA generatoren er $KD=24$, $KP=120.65$, $KI=166.13$. Figur 10, 11 og 12 illustrerer spenningsresponsen til regulatoren og generatoren ved sprang i referansen til spenningsregulatoren. Ett sprang på 5 % økning i referansen påføres ved $t=1$. Ved $t=10s$ påføres ett sprang på 5 % reduksjon i referansen slik at referansen i spenningsregulatoren når sin opprinnelige verdi. Figur 10, 11 og 12 illustreres tidsresponsen ved opprinnelige PID- innstillinger. Av figur 10 registreres det at U har ett relativt stort oversving, men innsvingningstiden er ganske kort. Amplituden til UF, figur 11, kan økes ved å øke KP. Og responsen til UF er litt treg. Det samme gjelder responsen til VR, figur 12. Eller så er responsen til VR tilfredsstillende.

KP ble endret fra 120.65 til 150 i forsøk på å få ett raskere system. Oversvinget til U, figur 13, er litt redusert. Systemet har blitt raskere og dette kan ses av figur 14, der amplituden til UF har økt og innsvingningstiden til UF er redusert. Innsvingningstiden til VR har blitt litt hurtigere. Ulempen med å øke KP er at ett for raskt system fører til oversving i VR. Ved KP lik 150 er det allerede antydning til oversving i VR når det svinger tilbake til sin opprinnelige verdi.

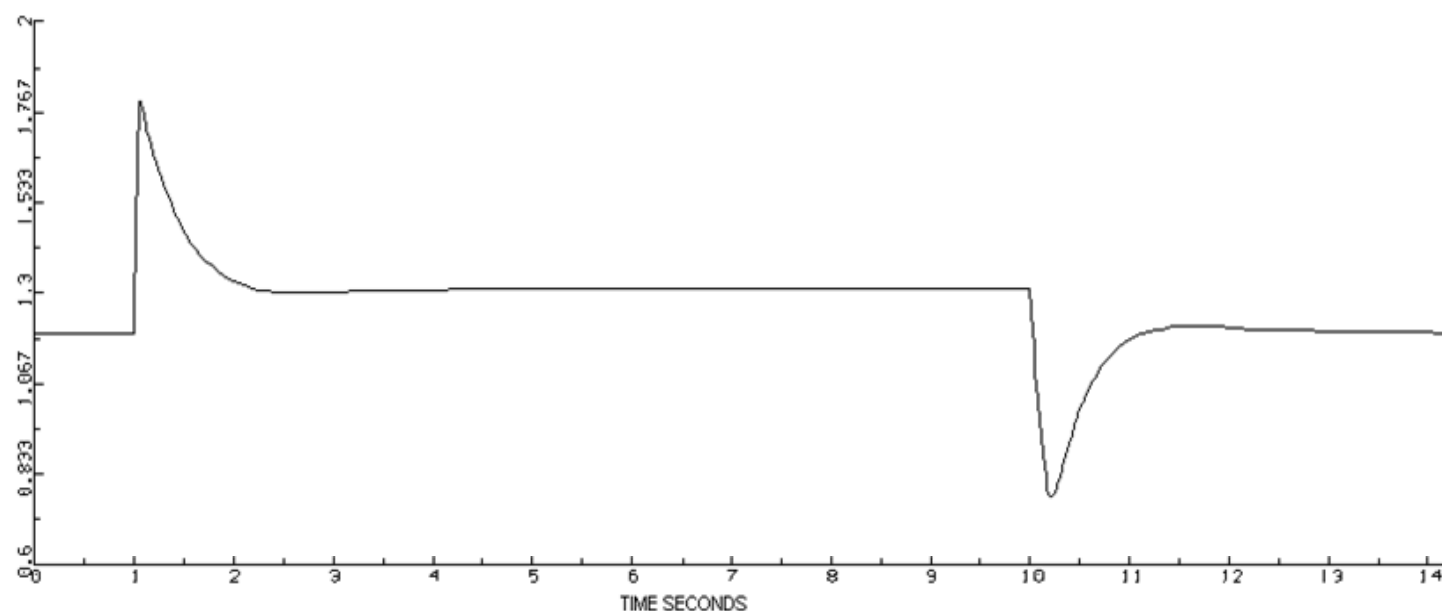
Redusert KD ville gitt ett raskere system med redusert demping av U, UF og VR. Økt KD vil øke demping av U, UF og VR og responsen til systemet blir tregere. Siden KP ble økt til 150 ble valgt å beholde KD lik 24 for å forhindre svingninger i VR.

KI ble redusert fra 166.13 til 145 for å redusere oversvinget på responsen til U, figur 16. Av responsen til UF og VR, figur 17 og 18, kan det konkluderes med at UF og VR i liten grad blir påvirket av en forandring i KI. Spenningsresponsen med PID- innstillingen $KD=24$, $KP=150$ og $KI=145$ virker akseptabel ut ifra sprangresponsanalysen og skal brukes videre i oppgaven.

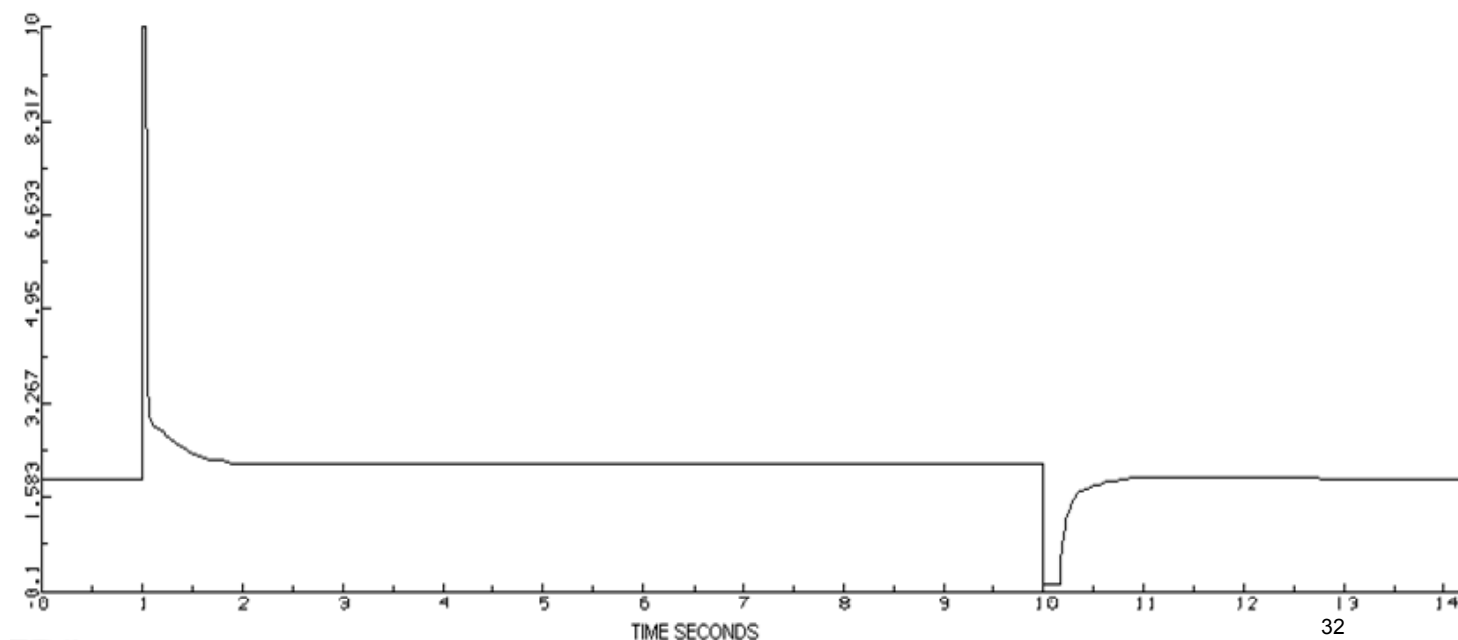
Figur 1,2 og 3: $K_D=25$, $K_P=111.79$, $K_I=132.65$



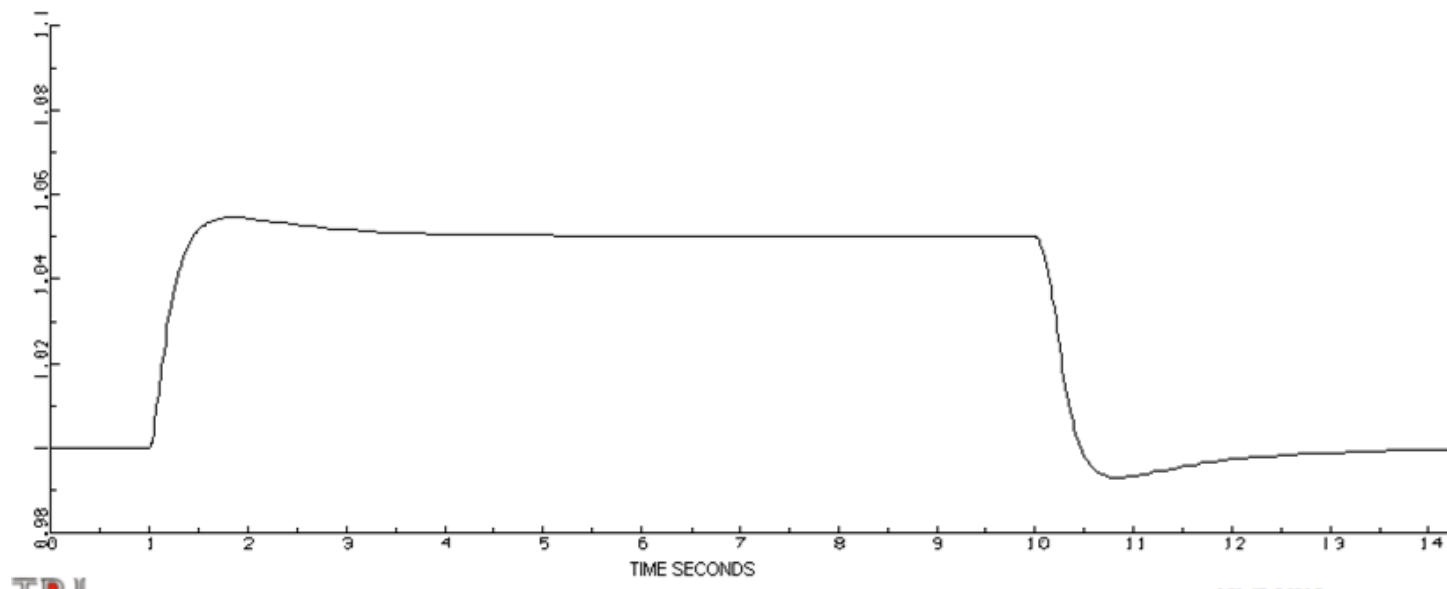
Figur 1: Tidsrespons for U , klemmespenning generator ved opprinnelige PID innstillinger



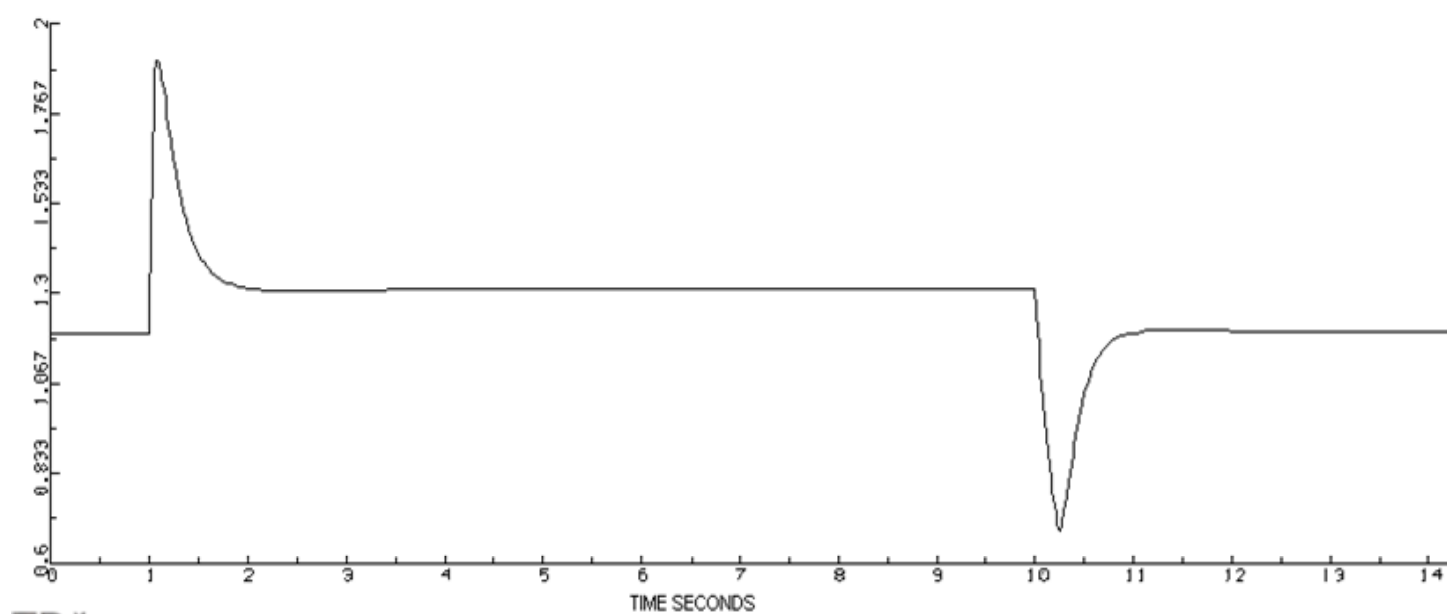
Figur 2: Tidsrespons for U_F , feltspenning generator ved opprinnelige PID innstillinger



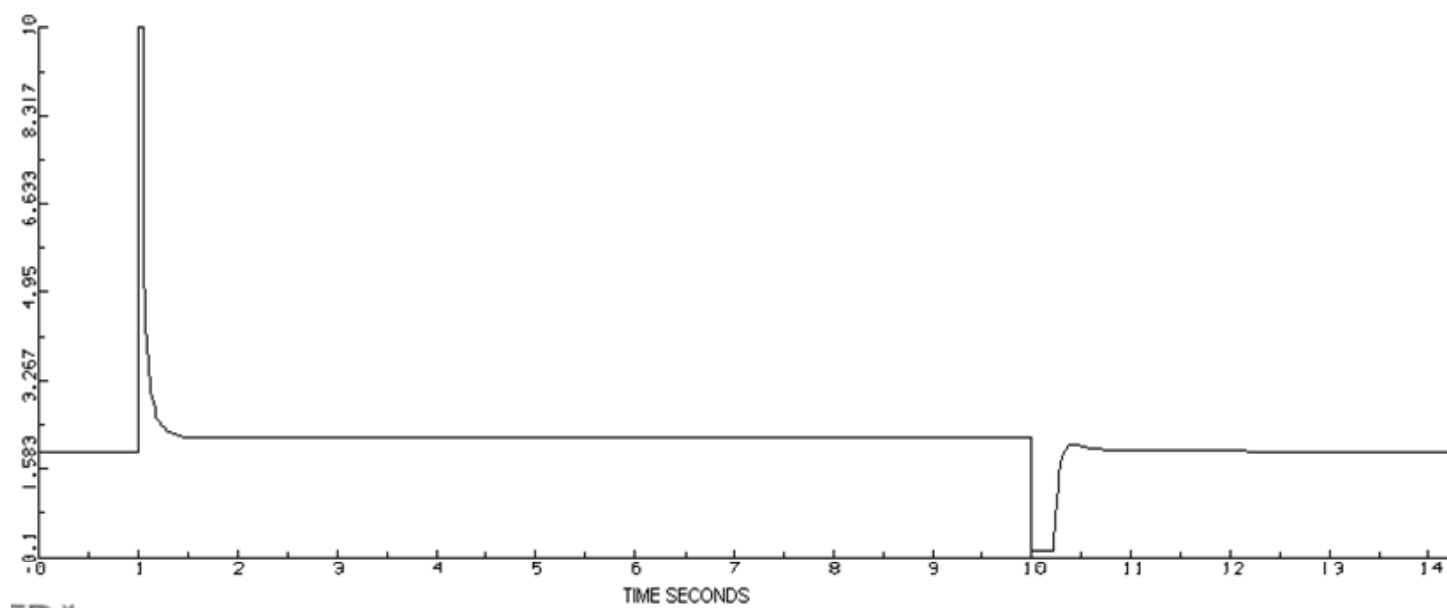
Figur 3: Tidsrespons for V_R , feltspenning i feltgenerator opprinnelige PID innstillinger



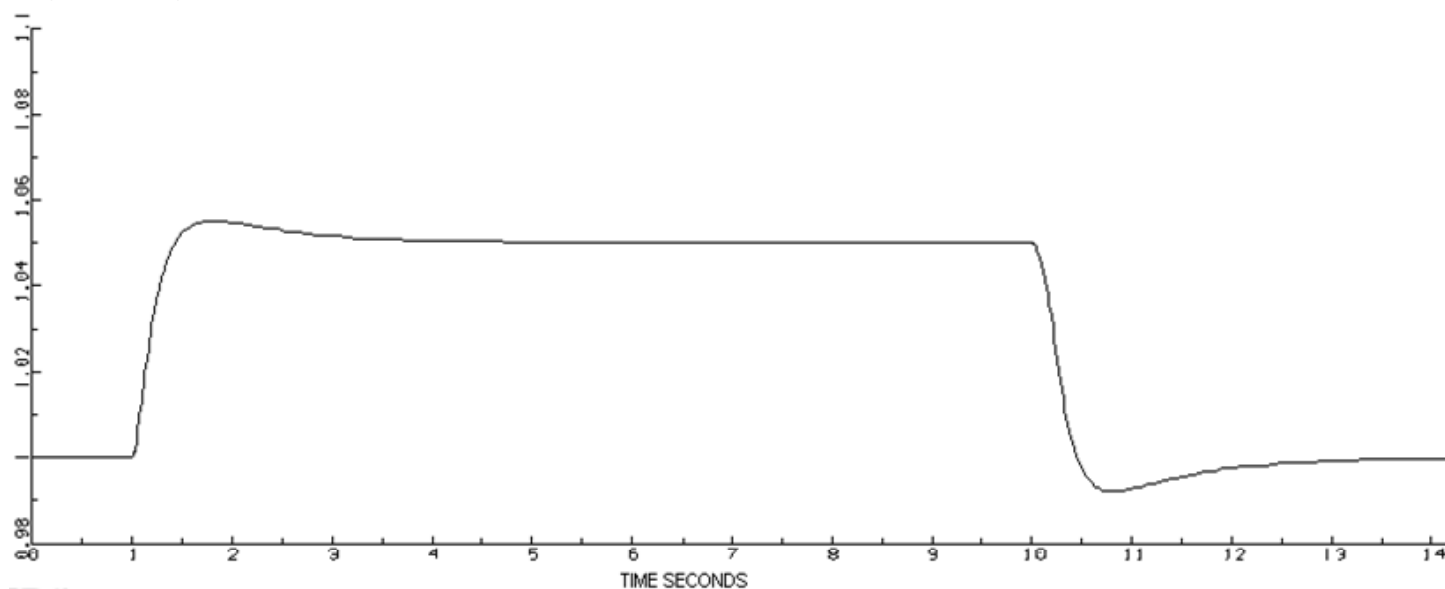
Figur 4: Tidsrespons for U, klemmespenning generator ved økt KP



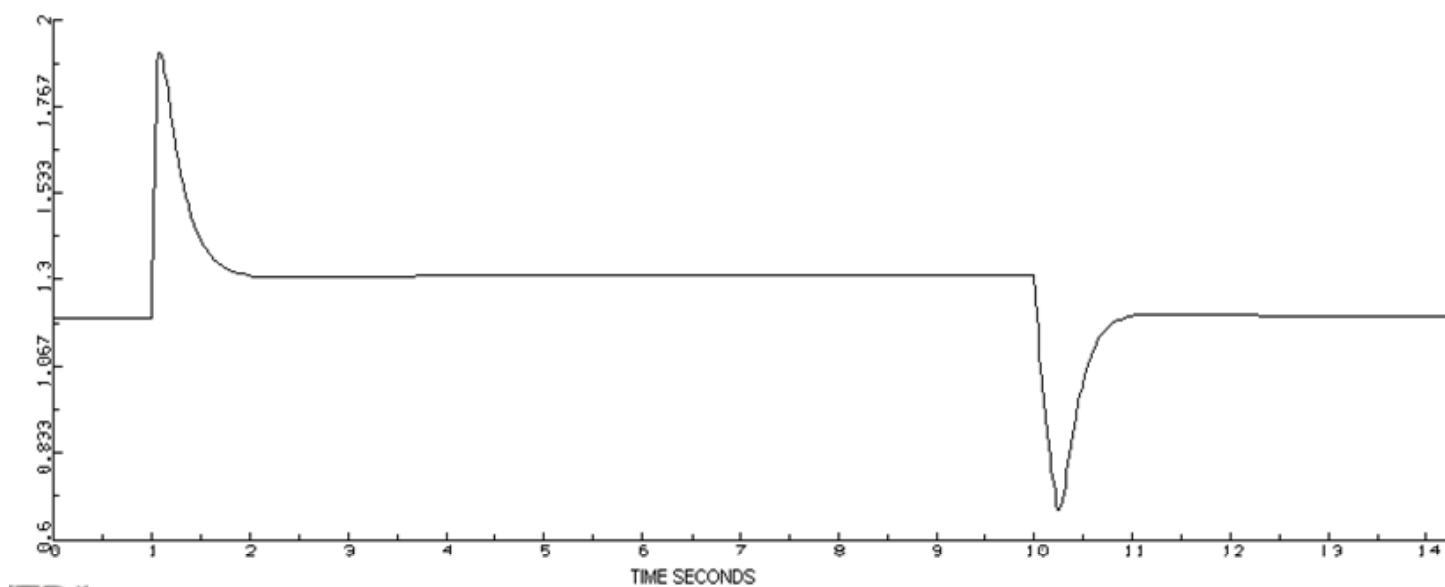
Figur 5: Tidsrespons for UF, feltspenning generator ved økt KP



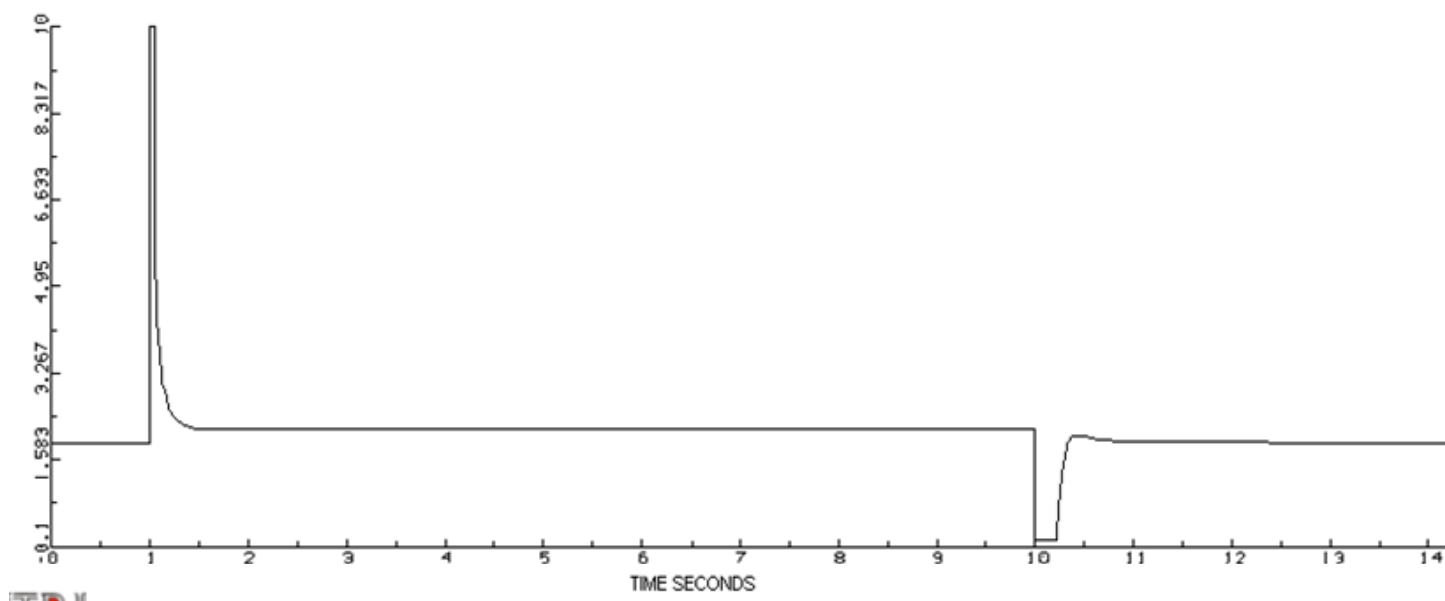
Figur 6: Tidsrespons for VR, feltspenning i feltgenerator ved økt KP



Figur 7: Tidsrespons for U , klemmespenning generator ved økt KI

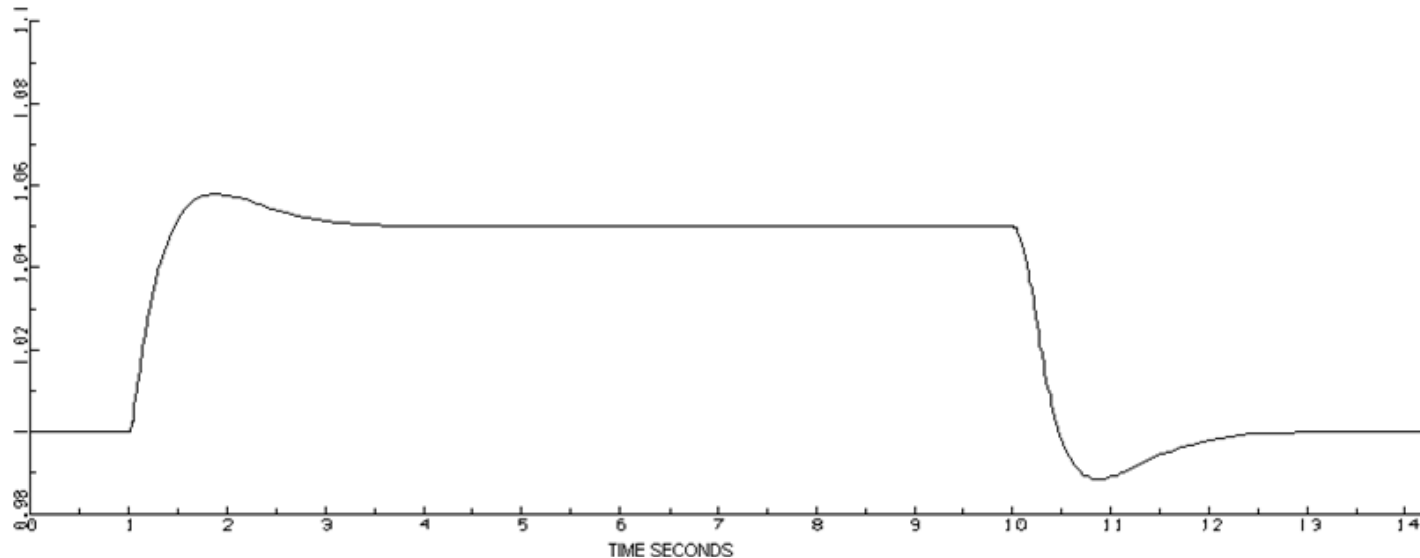


Figur 8: Tidsrespons for U_F , feltspenning generator ved økt KI

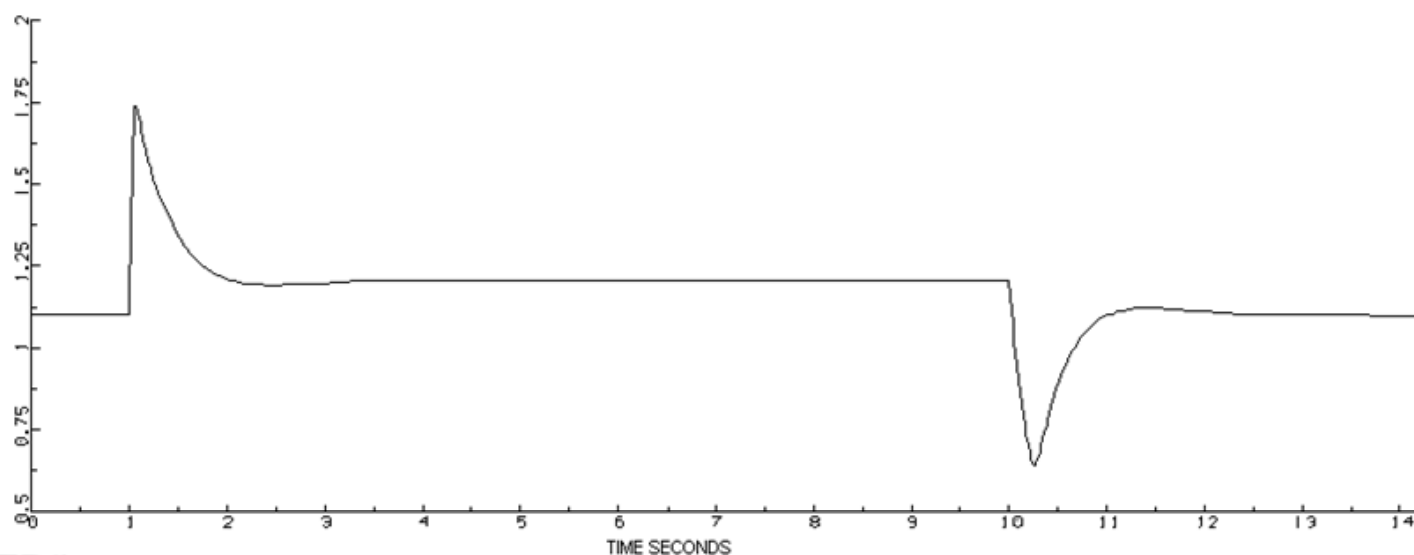


Figur 9: Tidsrespons for VR , feltspenning i feltgenerator ved økt KI

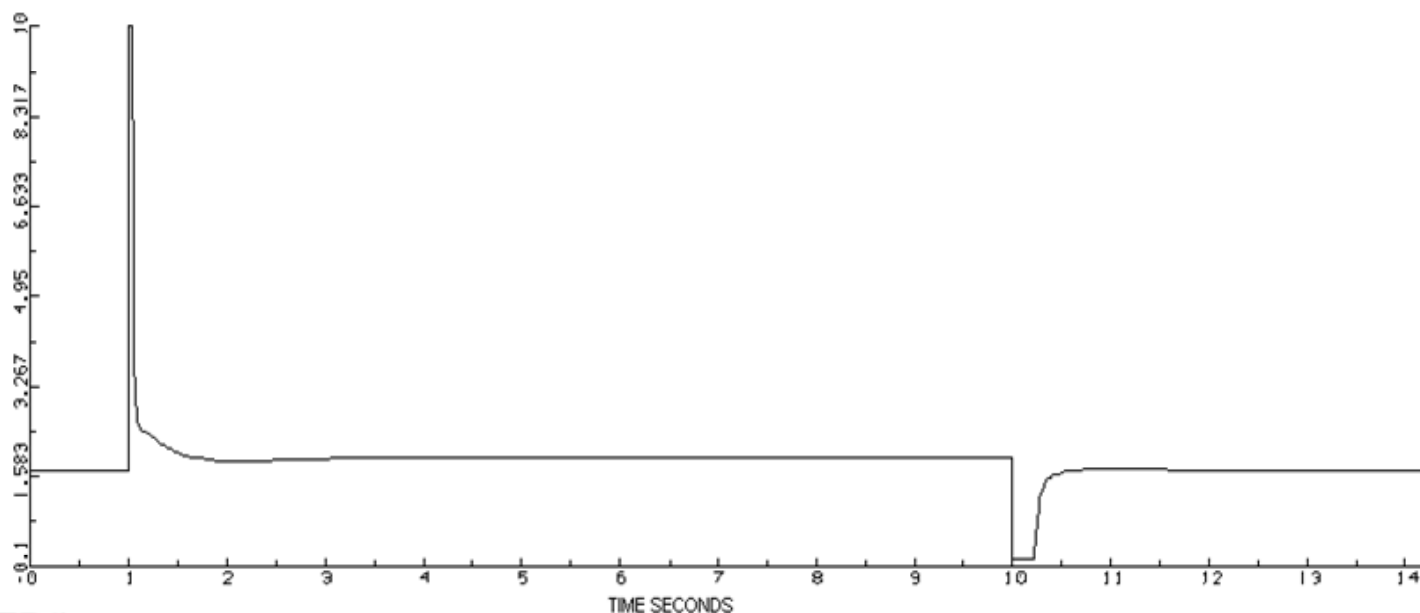
Figur 10, 11 og 12: $K_D=24$, $K_P=120.65$, $K_I=166.13$



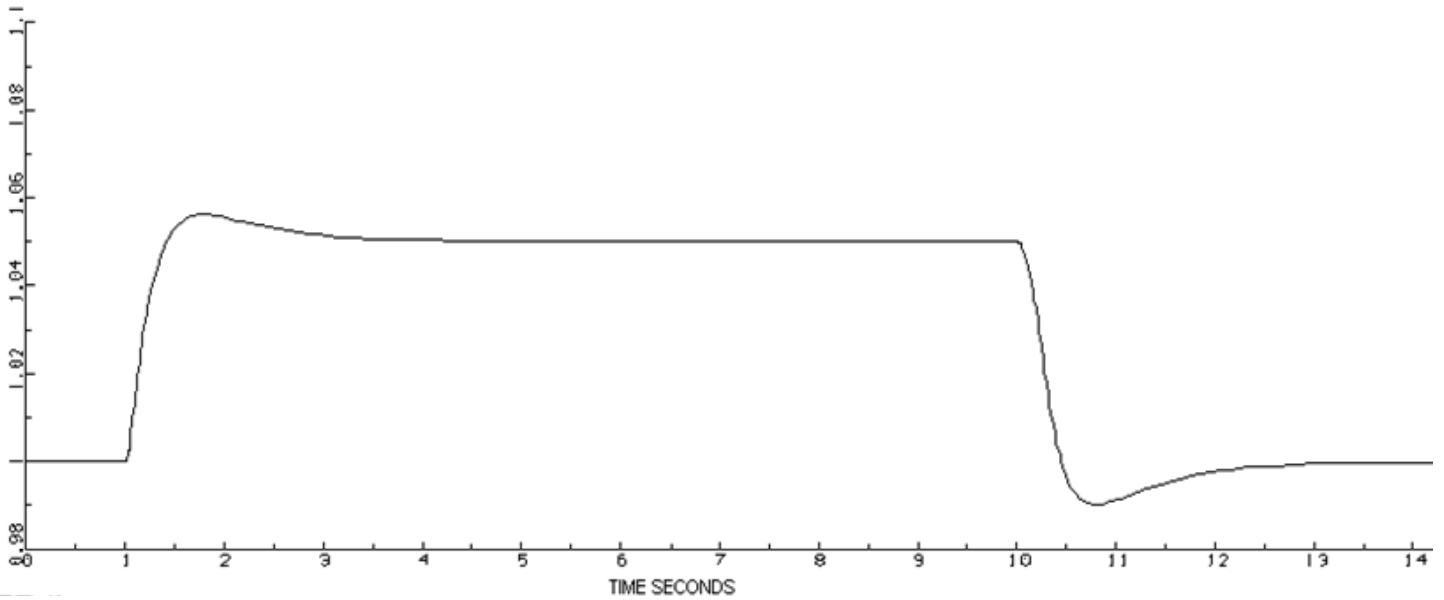
Figur 10: Tidsrespons for U , klemmespenning generator ved opprinnelige PID innstillinger



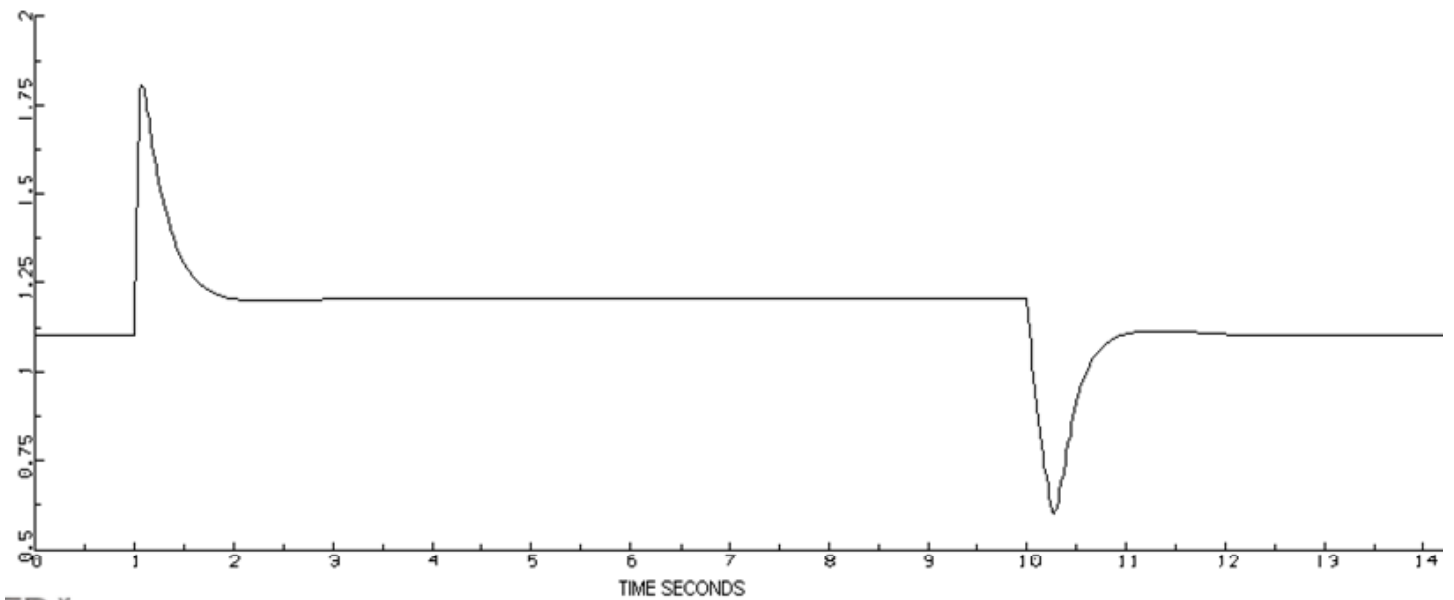
Figur 11: Tidsrespons for U_F , feltspenning generator ved opprinnelige PID innstillinger



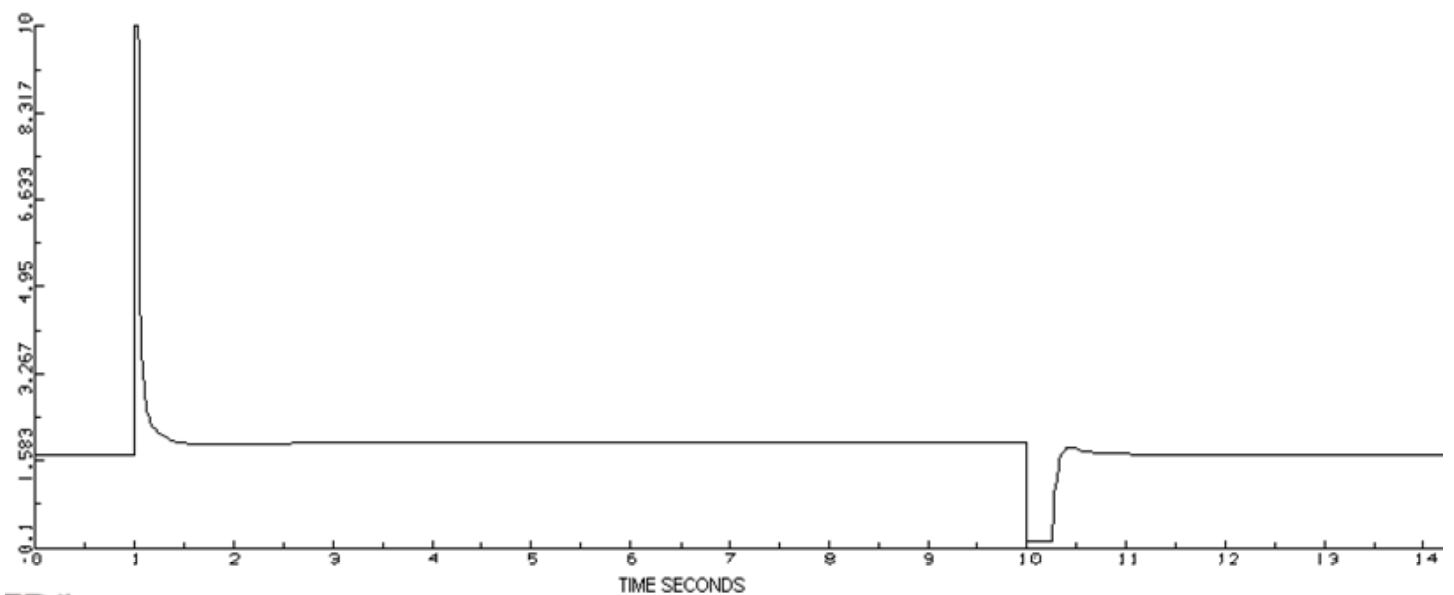
Figur 12: Tidsrespons for V_R , feltspenning i feltgenerator ved opprinnelige PID innstillinger



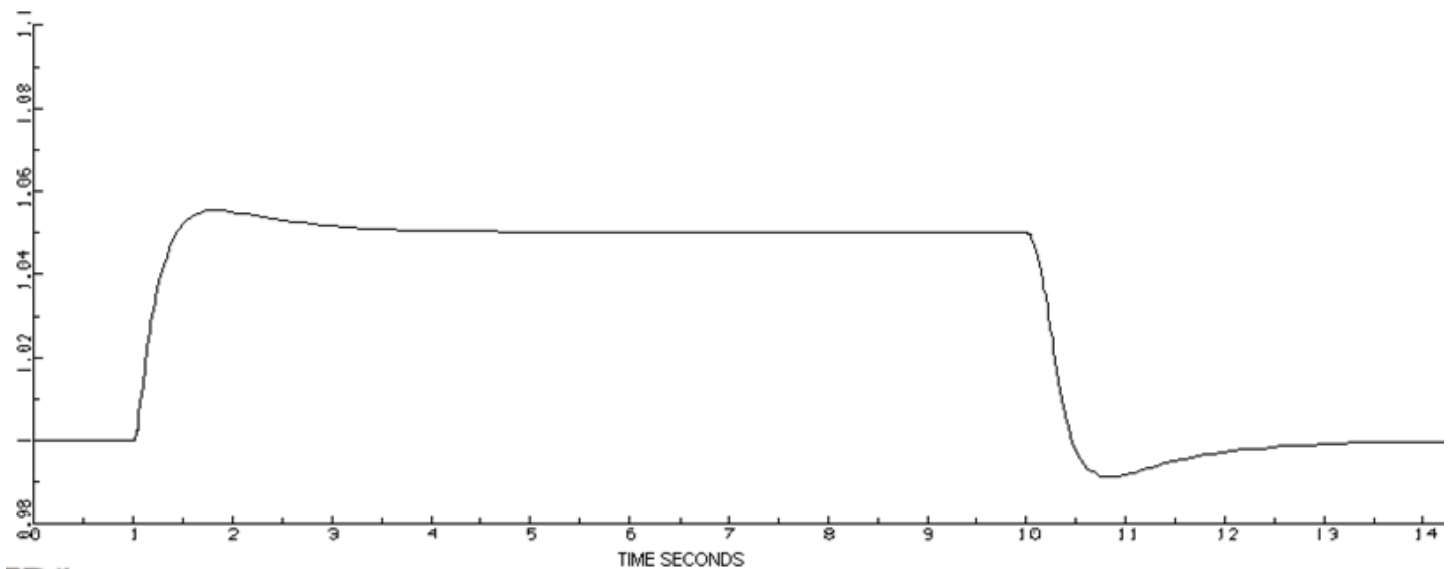
Figur 13: Tidsrespons for U , klemmespenning generator ved økt KP



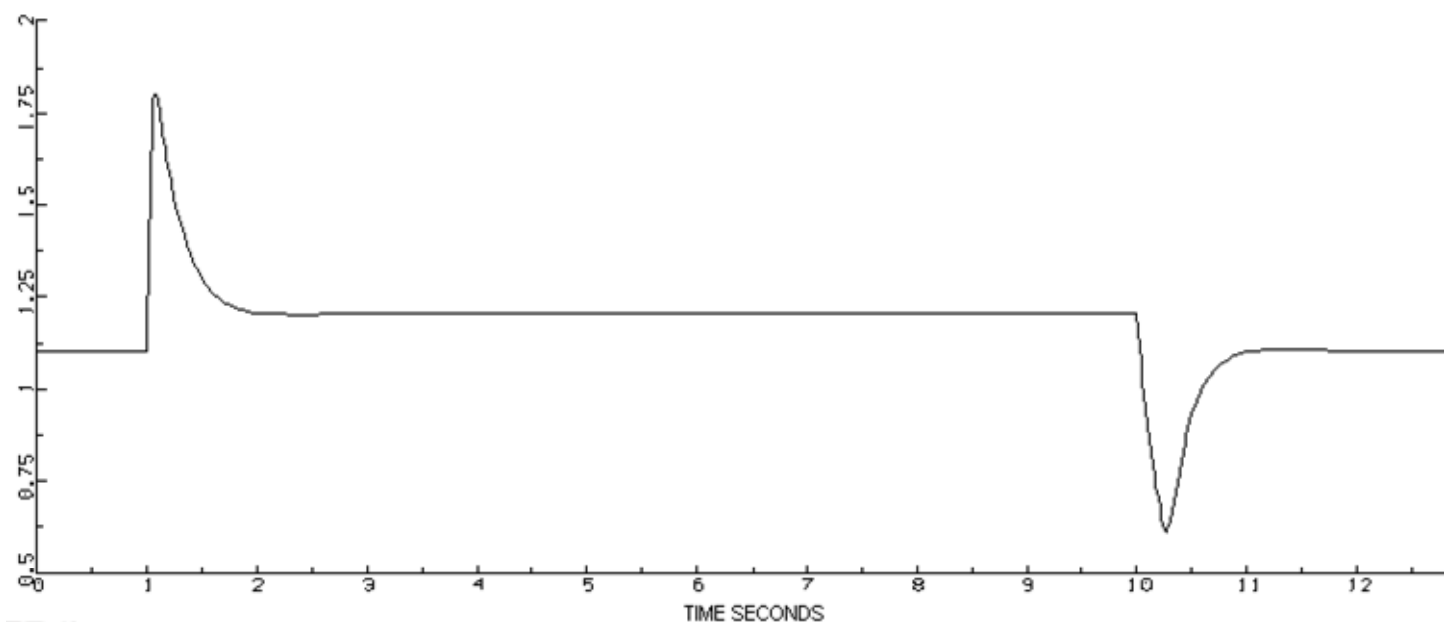
Figur 14: Tidsrespons for U_F , feltspenning generator ved økt KP



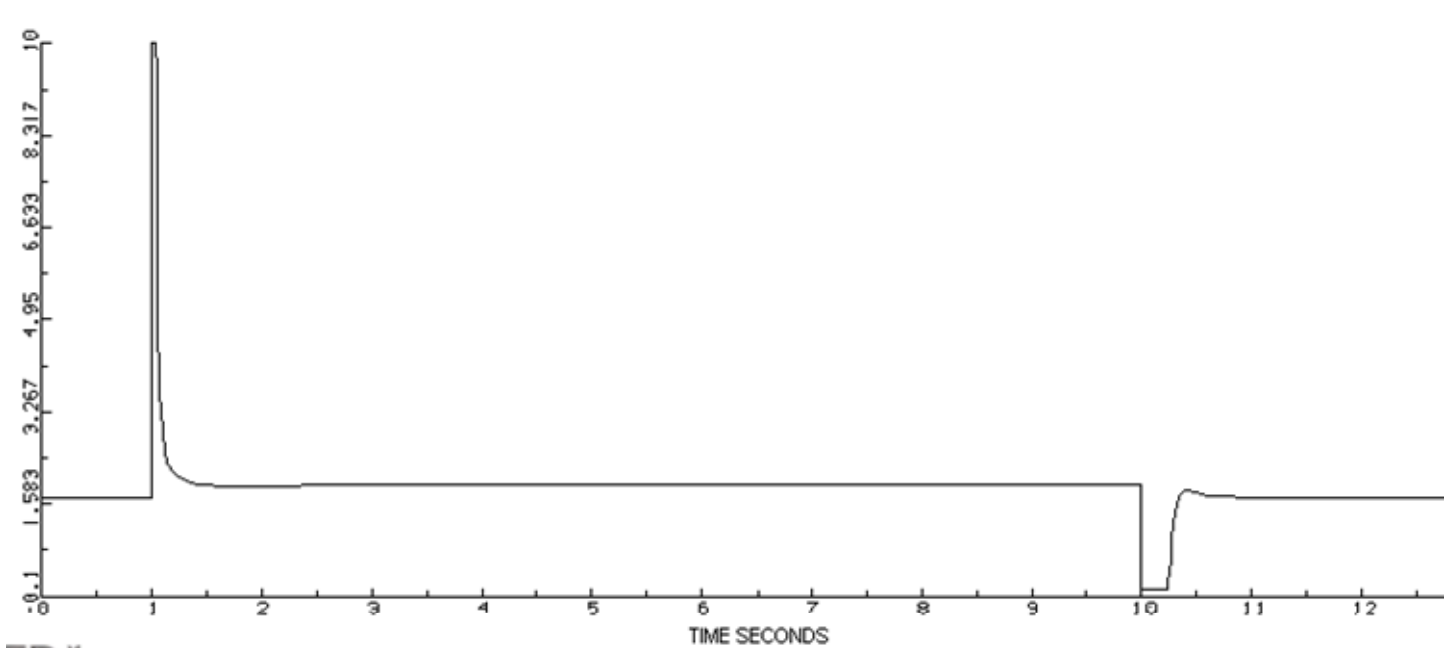
Figur 15: Tidsrespons for V_R , feltspenning i feltgenerator ved økt KP



Figur 16: Tidsrespons for U, klemmespenning generator ved redusert KI



Figur 17: Tidsrespons for UF, feltspenning generator ved redusert KI



Figur 18: Tidsrespons for VR, feltspenning i feltgenerator ved redusert KI

Vedlegg E.2:

Implementering av REFTAB i dynpow og dsl koden til spenningsregulatoren

SIMPOW teamet bidro med fremgangsmåte for hvordan en kan få gjennomført sprang i referansen til spenningsregulatoren ved å implementere REFTAB. REFTAB implementeres i dynpow ved å gjennomføre følgende prosedyre:

1) Legg till REFTAB i DSL_TYPES

```
..... REFTAB/T:0/)
```

2) Legg till REFTAB i din DSL process

```
....REFTAB)
```

3) Deklarera i din DSL process

```
.  
EXTERNAL REFTAB  
ARRAY REFTAB(*,2)  
INTEGER IREFTAB  
STATE IREFTAB/1/  
REAL REFX
```

4) Legg i din DSL process

```
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  
  REFX=1.  
ENDIF
```

5) Multiplicera dit VREF med REFX

Vedlegg E.3

Beregning av PID- innstilling til spenningsregulator ved bruk av BESTCOMS-DECS100 software fra Basler Electrics

P I D WINDOW

Exciter Field Input Data

Generator Information: Alconza 1.6MVA

Generator Time Constant Tdo (Seconds): 3,40

Exciter Time Constant Texc: 0,50

Exciter Field Output Data

Gain KP (KP): 111,79

Gain KI (KI): 132,65

Gain KD (KD): 25

Loop Gain (Kg): 1

Remove Record Add to PID List Get from a List Update Setting Screen

Figur 1: PID- parametere for Alconza 1,6MVA

P I D WINDOW

Exciter Field Input Data

Generator Information: Gamesa Electric (4,6MVA)

Generator Time Constant Tdo (Seconds): 2,75

Exciter Time Constant Texc: 0,50

Exciter Field Output Data

Gain KP (KP): 120,27

Gain KI (KI): 164,43

Gain KD (KD): 24

Loop Gain (Kg): 1

Remove Record Add to PID List Get from a List Update Setting Screen

Figur 2: PID- parametere for 4.6MVA v/ Tdo'=2.75

P I D WINDOW

Exciter Field Input Data

Generator Information: Gamesa Electric (4,6MVA)

Generator Time Constant Tdo (Seconds): 2,70

Exciter Time Constant Texc: 0,50

Exciter Field Output Data

Gain KP (KP): 120,91

Gain KI (KI): 167,27

Gain KD (KD): 24

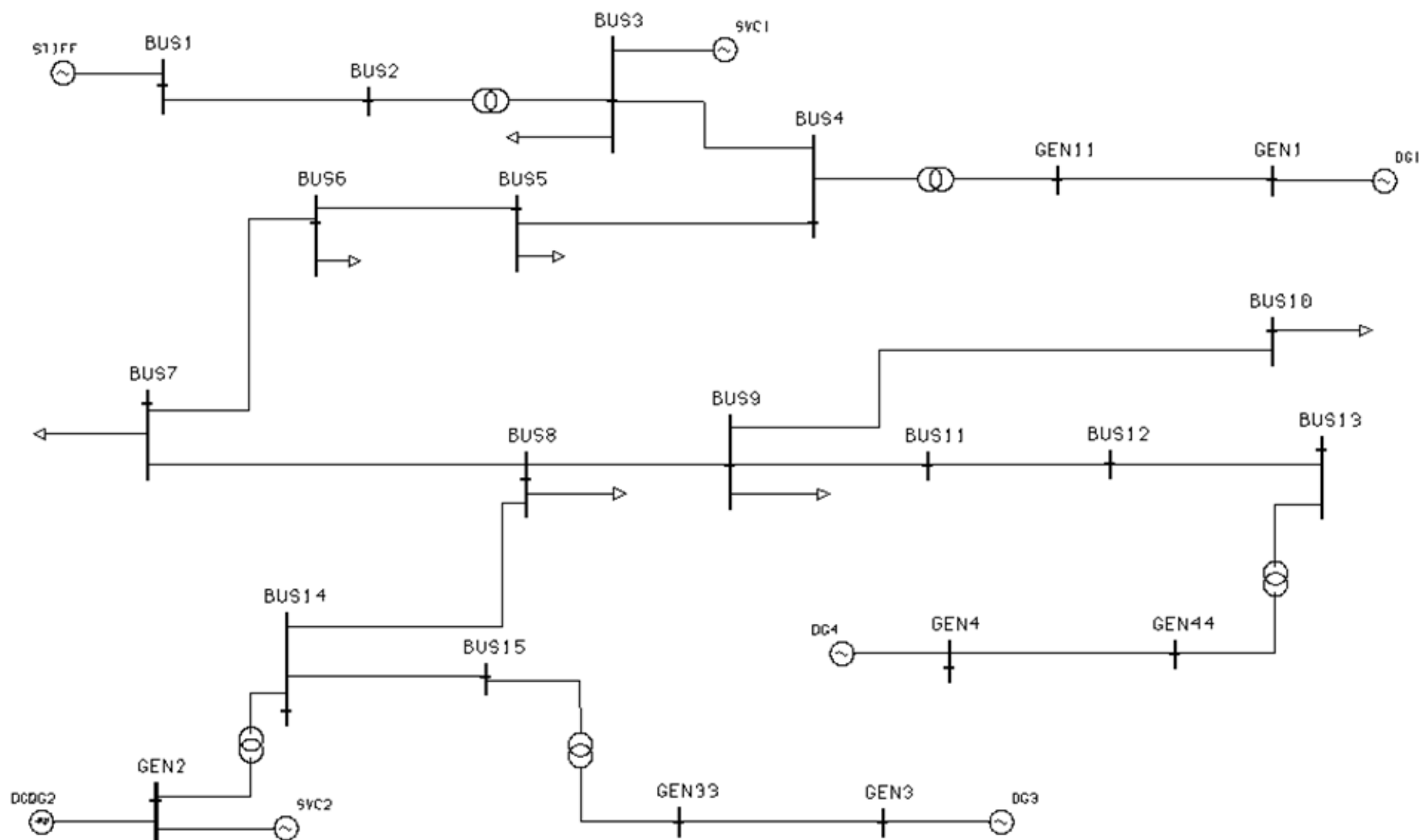
Loop Gain (Kg): 1

Remove Record Add to PID List Get from a List Update Setting Screen

Figur 3: PID- parametere for 4.6MVA v/ Tdo'=2.70

Vedlegg F: Data og modell av Snåsa nettet

Vedlegg F.1: Enlinjeskjema over Snåsa nettet tegnet i SIMPOW.



Figur 1: Enlinjeskjema over Snåsa nettet tegnet i SIMPOW

Vedlegg F.2

Generatordata brukt i SIMPOW

3 phase synchronous generator	Unit	Gamesa Electric Type SV 100/70/6 with salient poles	Alconza-Berango, S.L Type NIIR5060 A- 4LW with cylindrical rotor
Apparent power	S [MVA]	4,6	1,6
Voltage	V [kV]	6,6	0,69
Inertia constant	H [MWs/ MVA]		
<i>Reactances [p.u]</i>			
Direct axis synchronous	X _d	1,334	2,656
Direct axis transient	X' _d	0,335	0,136
Direct axis subtransient	X'' _d	0,273	0,098
Quadrature axis synchronous	X _q	0,837	2,52
Quadrature axis subtransient	X'' _q	0,422	0,105
Negative sequence	X ₂	0,348	0,102
Zero sequence	X ₀	0,125	0,065
Stator leakage reactance*	X _A	0,153	0,153
<i>Time constants [s]</i>			
Direct axis transient open-circuit	T' _{d0}	2,72	3,3997
Direct axis subtransient open-circuit	T'' _{d0}	0,023	
Quadrature axis subtransient open-circuit	T'' _{q0}	0,048	
<i>Saturation</i>			
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE1D is given	V1D	1	1
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE2D is given	V2D	1,2	1,2
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V1D	SE1D	0,1	0,1
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V2D	SE2D	0,3	0,3

Asynkrongenerator	From SINTEF (Toftevaag)	
Apparent power	S [MVA]	1,2
Voltage	V [kV]	0,69
Inertia constant	H [MWs/ MVA]	1,5
Stator resistance	R1 [p.u]	0,00619
Stator leakage reactance	X1 [p.u]	0,135952
Current dependent leakage reactance of the stator	C1	0,8
Rotor leakage reactance	X2 [p.u]	0,112143
Current dependent leakage reactance of the rotor	C2	0,7
Magnetizing resistance	R _{fe} [p.u]	0,088095
Magnetizing reactance	X _M [p.u]	3,904762

*Value was not included in the data sheets for the machines.

Vedlegg F.3: Linje/kabel data og transformatordata

Linje/Kabel	Fra node	Til node	Type	R [ohm/km]	X [ohm/km]	Lengde [km]	Max driftsstrøm [kA]
Linje 1	3	4	FeAl 120	0,151	0,344	0,38	0,624
Linje 2	4	5	FeAl 120	0,151	0,344	5,74	0,624
Kabel 3	5	6	TXSP 3*1*95 Al	0,32	0,12	0,42	0,275
Linje 4	6	7	FeAl 50	0,359	0,373	0,78	0,362
Linje 5	7	8	FeAl 25	0,721	0,395	1,54	0,235
Linje 6	8	14	FeAl 25	0,721	0,395	4,29	0,235
Linje 7	14	15	FeAl 25	0,721	0,395	3,82	0,235
Linje 8	8	9	FeAl 25	0,721	0,395	5,67	0,235
Linje 9	9	11	FeAl 25	0,721	0,395	0,24	0,235
Kabel 10	11	12	TSLE 3*1*95 Al	0,32	0,12	0,14	0,275
Linje 11	12	13	FeAl 25	0,721	0,395	1,58	0,235
Linje 12	9	10	FeAl 25	0,721	0,395	4,79	0,235
66kV linje*	1	2	FeAl 120	0,127	0,3259	0,842	

Transformator	SN [MVA]	Un1[kV]	Un2 [kV]	er [p.u]	ex[p.u]
Snåsa hovedtransformator*	25	22	66	0,0032	0,07523
Step up transformator					
Til 4,6MVA generator	4,6	6,6	22	0,006	0,06
Til 1,6MVA generator	1,6	0,69	22	0,0072	0,0583
Til DG2*	1	0,69	22	0,0073	0,05441

Kilder:

Linje og kabel data er hentet fra AN-06-12-13, SINTEF

*NTE v/ R. Paulsen

Transformatordata fra SINTEF v/ Toftevaag

Vedlegg F.4: Modell av komponenter i SIMPOW

OPTPOW funksjonen beregner lastflyten til systemet. *DYNPOW* funksjonen brukes til dynamiske simuleringer. Systemets stasjonære tilstand fra *OPTPOW* er begynnelsestilstanden til systemet i *DYNPOW*.

Det er valgt å kun ta med parameter og funksjoner som benyttes i simuleringene. Forklaring er hentet fra SIMPOW manualen og det henvises til manualen for grundigere beskrivelse.

Lastflyt: OPTPOW

I datagruppen *GENERAL* velges baseverdi for systemet og det er valgt å bruke ytelsen til hovedtransformator i MVA.

```
GENERAL  
SN=25  
END
```

Nodene spesifiseres i datagruppen *NODES*. Navn på noden og spenningsnivå i kV må spesifiseres for alle nodene. Det er også valgt og ta med område noden tilhører. Område 1 er overliggende nett (66kV) og område 2 er distribusjonsnettet (22kV).

```
NODES  
BUS1 UB=66 AREA=1  
BUS3 UB=22 AREA=2  
END
```

Datagruppen *LINES* inneholder all data for linjene. Navnet på nodene linjen går mellom står først. Det ble valgt å bruke *TYPE=1*. *TYPE=1* beskriver linjene med R og X. R er resistans i ohm per lengde enhet og X er reaktans i ohm per lengdeenhet. Det ble valgt å bruke lengdeenheten L i km. Hvis strøm i linjen overstiger *I1MAX* vil SIMPOW gi beskjed. Det ble valgt å sette *I1MAX* lik maksimal driftsstrøm, i kA, som kan gå i linjen.

Datagruppen *TRANSFORMERS* inneholder data om transformatorene og begynner med navn på nodene transformatoren til transformatoren. SN er merkeytelsen til i MVA. Spenning på primær, UN1, og sekundær, UN2, oppgis i kV. NW=2 angir at det er en 2 viklingstransformator. EX12 er kortslutningsreaktansen mellom vikling 1 og 2 oppgitt i p.u. ER12 er kortslutningsresistansen mellom vikling 1 og 2 oppgitt i p.u.

Trinnkobler er inkludert i analyse på hovedtransformatoren mellom BUS2 og BUS33. TAPSIDE=2 angir at trinnkobleren er på sekundærsiden. STEP angir størrelsen på stegene i p.u av nominell spenning. \pm NSTEP angir antall trinn som er tilgjengelig i + og – retning.

TRANSFORMERS

```
GEN33 BUS15 SN=4 UN1=6.6 UN2=22 NW=2 ER12=0.006 EX12=0.06
BUS2 BUS33 SN=25 UN1=66 UN2=22 NW=2 EX12=0.07523 ER12=0.00320
TAPSIDE=2 STEP=1.105 +NSTEP=4 -NSTEP=4
```

END

Datagruppen *LOADS* inneholder informasjon om lastene i systemet. Navn på noden lasten er koblet til står først. En last kan spesifiseres med P og Q eller P og cosfi. P angir størrelsen på aktiveffekt i MW, Q størrelsen på reaktiveffekt i MVAR og cosfi lastfaktoren.

LOADS

```
BUS3 P=2.71 Q=0.71
END
```

Datagruppen *SHUNT IMPEDANCES* omfatter shunt reaktor, shunt kondensator or shunt filter. Navn på noden og spenningsnivå oppgis. For en shunt kondensator som skal produsere reaktiveffekt setter Q lik en negativ verdi for ønsket MVAR produksjon. NCON=0 brukes når den er koblet til og NCON=1 når den er koblet fra.

SHUNT IMPEDANCES

```
GEN2 UN=0.69 Q=-0.68 NCON=0
END
```

Datagruppen *ASYNCHRONOUS MACHINES* kan brukes i både optpow og dynpow og den inneholder informasjon om asynkrone maskiner. TYPE=1 er en transient modell med metning. RTAB er tabell nr 1. RTAB er en tabell over rotor resistanse som funksjon av slip. I vedlegg X navn og enhet for de ulike maskinparametrene.

ASYNCHRONOUS MACHINES

```
DG2 GEN2 TYPE=1A SN=2.5 UN=0.69 H=1.5
R1=0.00619 X1S=0.135952
C1=0.8 X2S=0.112143 C2=0.7
RM=0.088095 XM=3.904762
RTAB=1
```

END

Datagruppen *TABLES* kan brukes i optpow og dynpow og er en tabell. F er en funksjon som defineres som $F = X_1 f(X_1) X_2 f(X_2) X_3 f(X_3)$ etc. Ved TYPE=2 er F en funksjon av slip og tabell nr 1 er en tabell over rotor resistans som funksjon av slip. I tabell nr 1 er rotor resistansen satt til en konstant lik 0.02. Ved TYPE=0 er F en vilkårlig funksjon av tiden.

```
TABLES
1 TYPE=2 F= -1 0.02
          1 0.02

2 TYPE=0 F= 0 1
          5 10
END
```

I datagruppen *POWER CONTROL* kan en blant annet angi ulik produksjon i systemet. TYPE=NODE brukes på produksjonsenheter som spesifiseres i dynpow. Name angir navnet på produksjonsenheten. RTYP angir hva slags type produksjonskilde det er. RTYPE=SW er sving bus (stivt nett) der spenning og FI brukes som referanse. RTYPE=UP er en kilde med konstant spenning og aktiveffektproduksjon. RTYPE=PQ er en kilde med konstant aktiv og reaktiv effekt produksjon. TYPE=ASYN brukes på asynkrone maskiner som er spesifisert i optpow. Positiv verdi av P og Q brukes på generatorer.

```
POWER CONTROL
BUS1 TYPE=NODE NAME=STIFF RTYP=SW U=66 FI=0
GEN3 TYPE=NODE NAME=DG3 RTYP=UP U=6.6 P=2.6
GEN4 TYPE=NODE NAME=DG4 RTYP=PQ P=2.6 Q=0
DG2 TYPE=ASYN RTYP=P P=0.5
END
```

Dynamisk analyse: DYNPOW

I *CONTROL DATA* gruppen kan en blant annet angi lengden på simuleringen i sekunder med funksjonen TEND.

```
CONTROL DATA
TEND=30
END
```

I *GENERAL* gruppen angis systemets frekvens i Hz med funksjonen FN. I Norge er systemfrekvensen på 50Hz. Alle system må ha en referanse maskin, REF. I simuleringene brukes BUS1, det stivete nettet, som referansemaskin.

```
GENERAL
FN=50
REF=BUS1
END
```

Datagruppen *NODES* inneholder informasjon om det stive nettet. TYPE=1 angir at det stive nettet er modellert med konstantspenning og vinkel (FI). Verdien for spenning og vinkel ble definert i *OPTPOW* filen.

```
NODES
BUS1 TYPE=1
END
```

Datagruppen *SYNCHRONOUS MACHINE* inneholder dynamiske data for alle synkronmaskinene i systemet. To forskjellig maskintyper skal brukes i simuleringene. TYPE=2 er en maskin modellert med en feltvikling og en dempevikling langs d-aksen og metning er inkludert i modellen. TYPE=3 er en maskin modellert med en feltvikling langs d-aksen, uten dempevikling og med metning. H er tregghetskonstanten til maskinen og D er dempekonstanten. XD, XDP og XDB er den stasjonære, transiente og subtransiente synkronreaktansen langs d-aksen. XQ og XQB er den stasjonære og subtransiente synkronreaktansen langs q-aksen. TDOP, TD0B og TQ0B er den transiente og subtransiente åpne sløyfe tidskonstantene langs d-aksen og den subtransiente åpne sløyfe tidskonstantene langs q-aksen. X0 og X2 er nullfølgereaktansen og negativsekvens reaktansen til maskinen. XA og RA er armaturreaktansen og armaturresistansen. Alle reaktansene og resistansene er i p.u og tidskonstantene er i sekunder. Parameterne V1D, V2D, SE1D og SE2D angir metning i maskinen. VREG angir nummer på spenningsregulatoren til maskinen.

```
SYNCHRONOUS MACHINE
DG1 GEN1 TYPE=2 SN=4.6 UN=6.6
      H=0.715 D=0
      XD=1.334 XDP=0.335 XDB=0.273
      XQ=0.837 XQB=0.422
      TDOP=2.720 TD0B=0.023 TQ0B=0.048
      X0=0.125 X2=0.348
      XA=0.1 RA=0.00219
      V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3
      VREG=1
```

```

DG4 GEN4 TYPE=3 SN=3 UN=0.69
      H=1 D=0
      XD=2.656 XDP=0.136 XDB=0.098
      XQ=2.527 XQB=0.105
      TDOP=3.3997
      X0=0.125 X2=0.348
      XA=0.1 RA=0.00219
      V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3
      VREG=2
END
END

```

I datagruppen *REGULATORS* defineres regulatorene i systemet. SIMPOW har en del innebygde regulatorer. Blant annet turbinregulator TYPE=22 som kan brukes for å rampe opp turbinmomentet. I oppgaven brukes først og fremst dsl skrevne regulatorer. Da benyttes TYPE=DSL/NAVN. Beskrivelse av spenningsregulatorer med tilhørende parametere er i oppgaven. I regulatoren EXCITERQE brukes argumentet NREG=GEN1 GEN11 for å angi hvilken linje SIMPOW måler variabler fra. PE og QE brukes for aktiv og reaktiv effekt¹.

```

REGULATORS
1 TYPE=DSL/EXCITERQE/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
      YMIN=-1 YMAX=1 VMAX=1 KII=1 VMIN=-1 KG=1
      TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
      TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150
      NREG=GEN1 GEN11
END

```

I datagruppen *DSL-TYPES* samles dsl-types for de dsl skrevende kodene.

```

DSL-TYPES
EXCITERQE(E1,SE1,E2,SE2,VC,QE,YMIN,YMAX,VMAX,KII,TII/1/,VMIN,KG,TI/1/,TE,KE,TA,
      VRMIN,VRMAX,KA,TD,KD,KI,KP,UF,UF0)
END

```

I datagruppen *FAULTS* angir ulike type feil. For eksempel feilen F1 nedenfor er av TYPE=3PSG. Det vil si trefase til jord feil. Og den oppstår på noden BUS14.

```

FAULTS
F1 TYPE=3PSG NODE BUS14
END

```

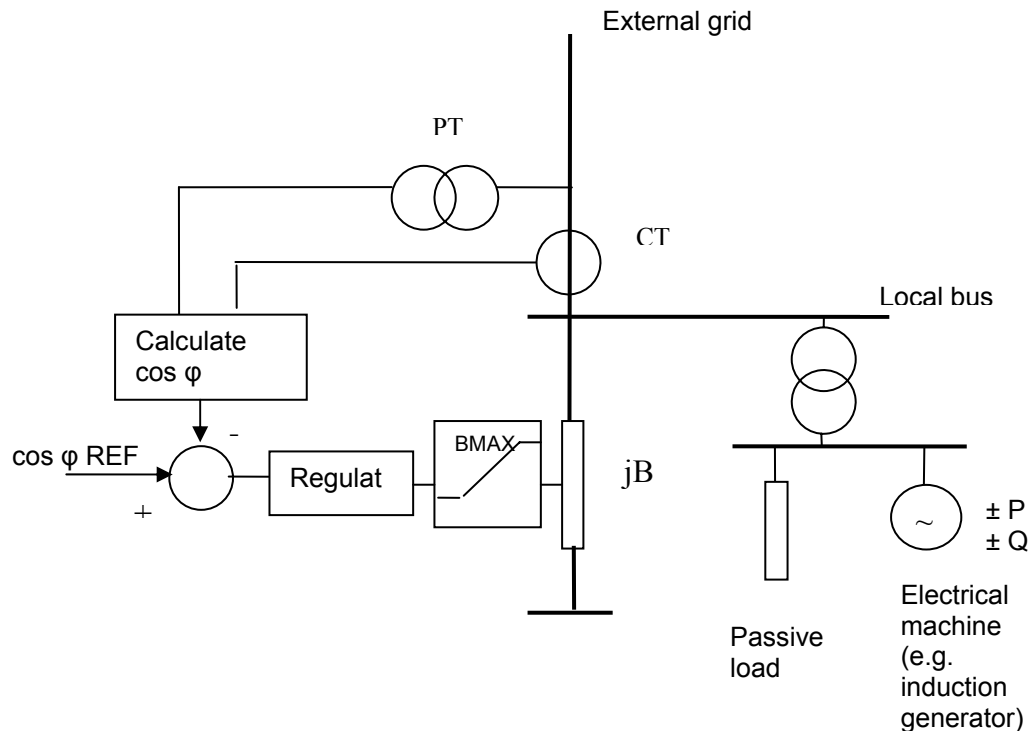
¹ SIMPOW, Power System Simulation Software, User Manual (BETA release) s. 660 og s. 665

I datagruppen *RUN INSTRUCTION* angis ulike hendelser som skal skje i systemet ved bestemte tidspunkt. For eksempel ved $t=1$ kobles feil F1 inn og ved $t=1.2$ kobles feil F1 fra, linje mellom BUS8 og BUS14 kobles fra og synkronmaskin DG3 kobles fra. Henvises til bruker manualen for flere eksempler.

```
RUN INSTRUCTION
AT 1.0 INST CONNECT FAULT F1
AT 1.2 INST DISCONNECT FAULT F1
AT 1.2 INST DISCONNECT LINE BUS8 BUS14
AT 1.2 INST DISCONNECT SYNC DG3
END
```

Vedlegg F.5: Beskrivelse av KOMP

KOMP skal illustrere ett kondensatorbatteri med kontinuerlig trinning. Figur 1 gir en oversikt over strukturen til ett kondensatorbatteri med $\cos\phi$ regulering og en illustrasjon over hvordan strøm og spenning blir målt i en linje. Vinkelen, ϕ , er vinkelen mellom målt strøm og spenning. Regulatoren "Regulat" styrer etter referanseverdien, $\cos\phi$ REF. Avvik fra referansen reguleres ved å øke eller minske, susceptansen B.



Figur 1: Enlinjeskjema over strukturen til ett kondensatorbatteri med $\cos\phi$ regulering.

Susceptansen, B, målt i siemens er imaginærdelen til admittansen, Y. Admittansen er omvendt proporsjonal med impedansen Z. Ligning 1 gir sammenheng mellom admittans og impedans.

$$Y = \frac{1}{Z} = G + jB \quad (\text{Ligning 1})$$

Ligning 2 gir sammenhengen mellom tilsynelatende effekt, spenning og admittansen.

$$S = P + jQ = U * I = \frac{U^2}{Z} = U^2 * Y \quad (\text{Ligning 2})$$

Baseverdien Y_{base} beregnes med ligning 2. Det ble valgt å sette ytelsen til kondensator batteriet lik 10MVA_r.

$$Y_{base} = \frac{S_n}{U_n^2} = \frac{25MVA}{22kV^2} = 0.05165 \text{ siemens}$$

$$B_{maks} = \frac{Q_{maks}}{U_n^2} = \frac{10MVA_r}{22kV^2} = 0.0207 \text{ siemens}$$

$$B_{\max, p.u} = \frac{B_{maks}}{Y_{base}} = \frac{0.0207}{0.05165} = 0.4$$

$$B_{\min, p.u} = 0 \text{ (skal ikke kunne trekke reaktiv effekt)}$$

The diagram illustrates a control system with the following components and signal flow:

- Inputs:**
 - GENERAL B0:** A constant input signal.
 - GENERAL COSFI:** The reference input signal.
- Initialization:** The **INIT** block sets the initial value of the integrator to **COSFIREF**.
- Feedforward Path:** The reference signal **COSFI** is multiplied by the feedforward gain **KF** and added to the main feedback loop at the summing junction before the integrator.
- Main Feedback Loop:**
 - The error signal **V1** is integrated by the **1/s** block to produce **V2**.
 - V2** is limited by the output limits **VFMIN** and **VFMAX**.
 - V2** is also differentiated by the **1/s** block (labeled **TF**) to produce **V3**.
 - V3** is limited by the derivative limits **VRMIN** and **VRMAX**.
- Control Action:** The signals **V2** and **V3** are summed at junction **V4**. The result is then multiplied by the proportional gain **KA** to produce **V5**.
- Output:** The signal **V5** is limited by the output limits **BMIN** and **BMAX** to produce the final control signal **B**.
- Feedback:** The output **B** is fed back to the summing junction and also used to calculate the feedforward signal **COSFIREF** (via a block labeled **B0**).

COSFI_{ref} hentes fra lastflyt ved bruk av en funksjon med navn TRONDSVC1.

```

MISC
  KOMP1 BUS3 TYPE=DSL/TRONDSVC1/ N=1 SINPHI=0.01 LINE BUS3 BUS33
END

```

```

MISC
KOMP1 TYPE=DSL/CREG/ LINE BUS3 BUS33 KF=1.0 BMIN=0. BMAX=0.4 KA=10
      TI=0.5 VRMIN=-10 VRMAX=10 TF=0.05 VFMAX=10 VFMIN=-10
END

```

51

Snaasa optpow

Vedlegg G.1: OPTPOW med komp

Lastflyt case 3,4 og 5

DG1 og DG3 6.6kV. DG2 og DG4 0.69kV

KOMP: SINFI=0.01

**

GENERAL

SN=25 !snåsa transformer rating

END

NODES

```

BUS1  UB=66    AREA=1
BUS2  UB=66    AREA=1
BUS3  UB=22    AREA=2
BUS33  UB=22    AREA=1    !measuring point for KOMP1
BUS4  UB=22    AREA=2
BUS5  UB=22    AREA=2
BUS6  UB=22    AREA=2
BUS7  UB=22    AREA=2
BUS8  UB=22    AREA=2
BUS9  UB=22    AREA=2
BUS10  UB=22    AREA=2
BUS11  UB=22    AREA=2
BUS12  UB=22    AREA=2
BUS13  UB=22    AREA=2
BUS14  UB=22    AREA=2
BUS15  UB=22    AREA=2
GEN1  UB=6.6   AREA=2    !Gemsa Electrics 4.6MVA
GEN11  UB=6.6   AREA=2    !measuring point
GEN2  UB=0.69   AREA=2    !Asynkrongenerator
GEN3  UB=6.6   AREA=2    !Gemsa Electrics 4.6MVA
GEN33  UB=6.6   AREA=2    !measuring point
GEN4  UB=0.69   AREA=2    !Alconca 1.6MVA
GEN44  UB=0.69   AREA=2    !measuring point

```

END

LINES

```

BUS1  BUS2  TYPE=1 R=0.1271 X=0.3259 L=0.842    !Data fra NTE
BUS3  BUS33 TYPE=1 R=0.0001 X=0.0000001 L=2      !short line- measuring point for KOMP1
BUS3  BUS4  TYPE=1 R=0.151  X=0.344  L=0.38  I1MAX=0.624 !Line1, FeAl 120
BUS4  BUS5  TYPE=1 R=0.151  X=0.344  L=5.74  I1MAX=0.624 !Line2, FeAl 120
BUS5  BUS6  TYPE=1 R=0.320  X=0.120  L=0.42  I1MAX=0.275 !Cable3, TXPS KABEL, bruker data for TSLE kabel
BUS6  BUS7  TYPE=1 R=0.359  X=0.373  L=0.78  I1MAX=0.362 !Line4, FeAl50
BUS7  BUS8  TYPE=1 R=0.721  X=0.395  L=1.54  I1MAX=0.235 !Line5, FeAl25
BUS8  BUS14 TYPE=1 R=0.721  X=0.395  L=4.29  I1MAX=0.235 !Line6, FeAl25
BUS14 BUS15 TYPE=1 R=0.721  X=0.395  L=3.82  I1MAX=0.235 !Line7, FeAl25
BUS8  BUS9  TYPE=1 R=0.721  X=0.395  L=5.67  I1MAX=0.235 !Line8, FeAl25

```

```

BUS9  BUS11 TYPE=1 R=0.721 X=0.395 L=0.24 I1MAX=0.235 !Line9, FeAl25
BUS11  BUS12 TYPE=1 R=0.320 X=0.120 L=0.14 I1MAX=0.275 !Cable10, TSLE KABEL
BUS12  BUS13 TYPE=1 R=1.721 X=0.395 L=1.58 I1MAX=0.235 !Line11, FeAl25
BUS9   BUS10 TYPE=1 R=0.721 X=0.395 L=4.79 I1MAX=0.235 !Line12, FeAl25
GEN1   GEN11 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002          !short line- measuring point for AVR
GEN3   GEN33 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002          !short line- measuring point for AVR
GEN4   GEN44 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002          !short line- measuring point for AVR
END

```

TRANSFORMERS

```

BUS2  BUS33 SN=25  UN1=66  UN2=22 NW=2 EX12=0.07523 ER12=0.00320 !Power transformer snåsa, R. Paulsen mail
9.08.07

                                TAPSIDE=2          !Tapside is the 22kV side
                                STEP=1.105 +NSTEP=4 -NSTEP=4 !Tap step size and nr of steps, NTE
GEN11  BUS4  SN=6   UN1=6.6 UN2=22 NW=2 ER12=0.006 EX12=0.06 !DG1,Toftevaag 4MVA, 6.6/22kV er12=0.006 ex12=
0.06
GEN2   BUS14 SN=1   UN1=0.69 UN2=22 NW=2 ER12=0.00730 EX12=0.05441 !DG2,R.Paulsen mail 9.08.07, 22/0.69kV: SN=1MVA
GEN33  BUS15 SN=4   UN1=6.6 UN2=22 NW=2 ER12=0.006 EX12=0.06 !DG3,
GEN44  BUS13 SN=4   UN1=0.69 UN2=22 NW=2 ER12=0.00720 EX12=0.0583 !DG4,Toftevaag 1.6MVA,0.69/22kV er12=0.0072
ex12=0.0583
END

```

LOADS

```

BUS3  P=2.71 Q=0.71
BUS5  P=1.05 Q=0.25
BUS6  P=1.00 Q=0.10
BUS7  P=0.55 Q=0.09
BUS8  P=0.55 Q=0.09
BUS9  P=0.55 Q=0.09
BUS10 P=0.55 Q=0.09
END

```

SHUNT IMPEDANCES

```

GEN2 UN=0.69 Q=-0.58 NCON=0
END

```

ASYNCHRONOUS MACHINES

```

DG2 GEN2 TYPE=1A SN=2.5 UN=0.69 !Type A- stauration excluded, data from toftevaag
H=1.5 !Inertia constant
R1=0.00619 !Rotor resistance
X1S=0.135952 C1=0.8 X2S=0.112143 C2=0.7 !Stator and rotor leakage reactance and mag reac. C1 and C2,
current dependent part p.u (default)
RM=0.088095 XM=3.904762 !Magnetizing resistance and reactance, p.u.
RTAB=1 !Table of rotor resistance as function of slip. Tab nr.1
END

```

TABLES

```

1 TYPE=2 F= -1 0.02 !Re (rotor resistance) as a function of the slip! constant, Re=0.02

```

```
1 0.02
END

!condenser bank with continuous steps
!SINPHI in line between BUS3 and BUS33 is used as reference for the regulator in dynpow
MISC
  KOMP1 BUS3 TYPE=DSL/TRONDSVC1/ N=1 SINPHI=0.01 LINE BUS3 BUS33
END

DSL TYPES
  TRONDSVC1 (N1,SINPHI,ACSI,ACSU,B0/0./,TSH)
END

POWER CONTROL
  BUS1 TYPE=NODE NAME=STIFF RTYP=SW U=66 FI=0

  GEN1 TYPE=NODE NAME=DG1 RTYP=UP U=6.6 P=4.2 !case 3
    !RTYP=PQ P=4.2 Q=0. !case 4
    !RTYP=PQ P=4.2 Q=0.18 !case 5
  DG2 TYPE=ASYN RTYP=P P=0.5
  GEN3 TYPE=NODE NAME=DG3 RTYP=UP U=6.6 P=2.6 !case 3
    !RTYP=PQ P=2.6 Q=0. !case 4
    !RTYP=PQ P=2.6 Q=0.09 !case 5
  GEN4 TYPE=NODE NAME=DG4 RTYP=UP U=0.69 P=2.1 !case 3
    !RTYP=PQ P=2.1 Q=0. !case 4
    !RTYP=PQ P=2.1 Q=0.06 !case 5

END

END
```

```

V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3      !Saturation
VREG=0                                    !Voltage regulator identification number

!!3 ph generator with cylindrical rotor, Alconza-Berango, S.L Type NIIR5060 A-4LW
DG4 GEN4 TYPE=3                          !TYPE3: Model with one field winding and no damper
windings.                                !one damper winding in q-axis. Saturation excluded
                                           !Inertia constant [MWs/MVA]???????? and damping
                                           !Reactances[p.u] d- axis
                                           !Reactances[p.u] q- axis
                                           !open circuit transient time constants
                                           !Zero sequence reactance and negative sequence
                                           !Armature reactance and resistance
                                           !Saturation
                                           !Voltage regulator identification number

SN=2.5 UN=0.69
H=1 D=0
constant
XD=2.656 XDP=0.136 XDB=0.098
XQ=2.527 XQB=0.105
TDOP=3.3997
X0=0.125 X2=0.348
reactance
XA=0.1 RA=0.00219
V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3
VREG=0

END

DSL-TYPES
CREG(n1,KF,B0,BMIN,BMAX,KA,TI,VRMIN,VRMAX,TF,VFMAX,
      VFMIN,ACSI,ACSU)
END

FAULTS
!F1 TYPE=3PSG NODE BUS14
END

RUN INSTRUCTION
!AT 1.000 INST DISCONNECT ASYN DG2
!AT 1.000 INST CONNECT FAULT F1
!AT 1.200 INST DISCONNECT FAULT F1
END

END

```

snaasa case

Lastflyt case 3 og 4 uten KOMP

**

GENERAL

SN=25 !snåsa transformer rating

END

NODES

```

BUS1  UB=66  AREA=1
BUS2  UB=66  AREA=1
BUS3  UB=22  AREA=2
BUS33  UB=22  AREA=2
BUS4  UB=22  AREA=2
BUS5  UB=22  AREA=2
BUS6  UB=22  AREA=2
BUS7  UB=22  AREA=2
BUS8  UB=22  AREA=2
BUS9  UB=22  AREA=2
BUS10  UB=22  AREA=2
BUS11  UB=22  AREA=2
BUS12  UB=22  AREA=2
BUS13  UB=22  AREA=2
BUS14  UB=22  AREA=2
BUS15  UB=22  AREA=2
GEN1  UB=6.6  AREA=2  !Gemsa Electrics 4.6MVA
GEN11  UB=6.6  AREA=2  !measuring point
GEN2  UB=0.69  AREA=2  !Asynkrongenerator
GEN3  UB=6.6  AREA=2  !Gemsa Electrics 4.6MVA
GEN33  UB=6.6  AREA=2  !measuring point
GEN4  UB=0.69  AREA=2  !Alconca 1.6MVA
GEN44  UB=0.69  AREA=2  !measuring point

```

END

LINES

```

BUS1  BUS2  TYPE=1  R=0.1271  X=0.3259  L=0.842  !Data fra NTE
BUS3  BUS33  TYPE=1  R=0.1  X=0.2  L=0.002  !short line- measuring point for KOMP1
BUS3  BUS4  TYPE=1  R=0.151  X=0.344  L=0.38  I1MAX=0.624  !Line1, FeAl 120
BUS4  BUS5  TYPE=1  R=0.151  X=0.344  L=5.74  I1MAX=0.624  !Line2, FeAl 120
BUS5  BUS6  TYPE=1  R=0.320  X=0.120  L=0.42  I1MAX=0.275  !Cable3, TXPS KABEL,bruker data for TSLE kabel
BUS6  BUS7  TYPE=1  R=0.359  X=0.373  L=0.78  I1MAX=0.362  !Line4, FeAl50
BUS7  BUS8  TYPE=1  R=0.721  X=0.395  L=1.54  I1MAX=0.235  !Line5, FeAl25
BUS8  BUS14  TYPE=1  R=0.721  X=0.395  L=4.29  I1MAX=0.235  !Line6, FeAl25
BUS14  BUS15  TYPE=1  R=0.721  X=0.395  L=3.82  I1MAX=0.235  !Line7, FeAl25
BUS8  BUS9  TYPE=1  R=0.721  X=0.395  L=5.67  I1MAX=0.235  !Line8, FeAl25
BUS9  BUS11  TYPE=1  R=0.721  X=0.395  L=0.24  I1MAX=0.235  !Line9, FeAl25
BUS11  BUS12  TYPE=1  R=0.320  X=0.120  L=0.14  I1MAX=0.275  !Cable10, TSLE KABEL
BUS12  BUS13  TYPE=1  R=1.721  X=0.395  L=1.58  I1MAX=0.235  !Line11, FeAl25

```

```

BUS9  BUS10 TYPE=1 R=0.721 X=0.395 L=4.79 I1MAX=0.235 !Line12, FeAl25
GEN1  GEN11 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002           !short line- measuring point for AVR
GEN3  GEN33 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002           !short line- measuring point for AVR
GEN4  GEN44 TYPE=1 R=0.1   X=0.200 L=0.002           !short line- measuring point for AVR
END

TRANSFORMERS
BUS2  BUS33 SN=25  UN1=66  UN2=22 NW=2 EX12=0.07523 ER12=0.00320 !Power transformer snåsa, R. Paulsen mail
9.08.07
                                TAPSIDE=2           !Tapside is the 22kV side
                                STEP=1.105 +NSTEP=4 -NSTEP=4 !Tap step size and nr of steps, NTE
GEN11  BUS4  SN=6   UN1=6.6 UN2=22 NW=2 ER12=0.006 EX12=0.06 !DG1,Toftevaag 4MVA, 6.6/22kV er12=0.006 ex12=
0.06
GEN2   BUS14 SN=1   UN1=0.69 UN2=22 NW=2 ER12=0.00730 EX12=0.05441 !DG2,R.Paulsen mail 9.08.07, 22/0.69kV: SN=1MVA
GEN33  BUS15 SN=4   UN1=6.6 UN2=22 NW=2 ER12=0.006 EX12=0.06 !DG3,
GEN44  BUS13 SN=4   UN1=0.69 UN2=22 NW=2 ER12=0.00720 EX12=0.0583 !DG4,Toftevaag 1.6MVA,0.69/22kV er12=0.0072
ex12=0.0583
END

LOADS
BUS3   P=2.71 Q=0.71
BUS5   P=1.05 Q=0.25
BUS6   P=1.00 Q=0.10
BUS7   P=0.55 Q=0.09
BUS8   P=0.55 Q=0.09
BUS9   P=0.55 Q=0.09
BUS10  P=0.55 Q=0.09
END

SHUNT IMPEDANCES
GEN2 UN=0.69 Q=-0.58 NCON=0
!BUS3 UN=22 Q=-4.46 NCON=0 !case 3
BUS3 UN=22 Q=-1.96 NCON=0 !case 4
END

ASYNCHRONOUS MACHINES
DG2 GEN2 TYPE=1A SN=2.5 UN=0.69 !Type A- stauration excluded, data from toftevaag
H=1.5 !Inertia constant
R1=0.00619 !Rotor resistance
X1S=0.135952 C1=0.8 X2S=0.112143 C2=0.7 !Stator and rotor leakage reactance and mag reac. C1 and C2,
current dependent part p.u (default)
RM=0.088095 XM=3.904762 !Magnetizing resistance and reactance, p.u.
RTAB=1 !Table of rotor resistance as function of slip. Tab nr.1
END

TABLES
1 TYPE=2 F= -1 0.02 !Re (rotor resistance) as a function of the slip! constant, Re=0.02
1 0.02

```

END

POWER CONTROL

BUS1 TYPE=NODE NAME=STIFF RTYP=SW U=66 FI=0

GEN1 TYPE=NODE NAME=DG1 !RTYP=UP U=6.6 P=4.2 !case 3
RTYP=PQ P=4.2 Q=0. !case 4

DG2 TYPE=ASYN RTYP=P P=0.5

GEN3 TYPE=NODE NAME=DG3 !RTYP=UP U=6.6 P=2.6 !case 3
RTYP=PQ P=2.6 Q=0. !case 4

GEN4 TYPE=NODE NAME=DG4 !RTYP=UP U=0.69 P=2.1 !case 3
RTYP=PQ P=2.1 Q=0. !case 4

END

END


```
snaasa uten komp
med spenningsregulator til synkrongeneratorene
**
```

```
CONTROL DATA
  TEND=10 !stop simulation (time)
  !DEND=-1 skips presimulation
END
```

```
GENERAL
  FN=50      !frequency
  REF=BUS1   !infinite bus is used as reference machine
END
```

```
NODES
  BUS1 TYPE=1
END
```

```
SYNCHRONOUS MACHINE
!!3 ph generator, salient poles for hydro applications, Gamesa Electric machine type:SV 100/70/6
DG1 GEN1 TYPE=2
      SN=4.6 UN=6.6
      H=0.715 D=0 !H=2
      XD=1.334 XDP=0.335 XDB=0.273
      XQ=0.837 XQB=0.422
      TDOP=2.720 TDOB=0.023 TQOB=0.048
      X0=0.125 X2=0.348
      reactance
      XA=0.1 RA=0.00219
      V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3
      VREG=3
      !TYPE2: one field winding,one damper winding in d-axis,
      !one damper winding in q-axis. Saturation excluded
      !Inertia constant and damping constant
      !Reactances[p.u] d- axis
      !Reactances[p.u] q- axis
      !open circuit subtransient and transient time constants
      !Zero sequence reactance and negative sequence
```

```
!!3 ph generator, salient poles for hydro applications, Gamesa Electric machine type:SV 100/70/6
DG3 GEN3 TYPE=2
      SN=4.6 UN=6.6
      H=0.715 D=0 !H=2
      XD=1.334 XDP=0.335 XDB=0.273
      XQ=0.837 XQB=0.422
      TDOP=2.720 TDOB=0.023 TQOB=0.048
      X0=0.125 X2=0.348
      reactance
      XA=0.1 RA=0.00219
      V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3
      VREG=4
      !TYPE2: one field winding,one damper winding in d-axis,
      !one damper winding in q-axis. Saturation excluded
      !Inertia constant and damping constant
      !Reactances[p.u] d- axis
      !Reactances[p.u] q- axis
      !open circuit subtransient and transient time constants
      !Zero sequence reactance and negative sequence
```

```
!!3 ph generator with cylindrical rotor, Alconza-Berango, S.L Type NIIR5060 A-4LW
DG4 GEN4 TYPE=3
      !TYPE3: Model with one field winding and no damper
```

windings.

SN=2.5 UN=0.69	!one damper winding in q-axis. Saturation excluded
H=1 D=0 !H=2	!Inertia constant and damping constant
XD=2.656 XDP=0.136 XDB=0.098	!Reactances[p.u] d- axis
XQ=2.527 XQB=0.105	!Reactances[p.u] q- axis
TDOP=3.3997	!open circuit transient time constants
X0=0.125 X2=0.348	!Zero sequence reactance and negative sequence
reactance	
XA=0.1 RA=0.00219	!Armature reactance and resistance
V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3	!Saturation
VREG=5	!Voltage regulator identification number

END

REGULATORS

!for DG1 and DG3

```

1 TYPE=DSL/EXCITERAC8B/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=35 KA=1.0
  TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150

```

!for DG4

```

2 TYPE=DSL/EXCITERAC8B/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
  TD=0.01 KD=25 KI=150 KP=160

```

!for DG1

```

3 TYPE=DSL/EXCITERQE/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  YMIN=-1 YMAX=1 VMAX=1 KII=1 VMIN=-1 KG=1 !KG=0.1
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=-1 VRMAX=10 KA=1.0
  TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150
  NREG=GEN1 GEN11

```

!for DG3

```

4 TYPE=DSL/EXCITERQE/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  YMIN=-1 YMAX=1 VMAX=1 KII=1 VMIN=-1 KG=1
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=-1 VRMAX=10 KA=1.0
  TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150
  NREG=GEN3 GEN33

```

!for DG4

```

5 TYPE=DSL/EXCITERQE/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  YMIN=-1 YMAX=1 VMAX=1 KII=1 VMIN=-1 KG=1
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=-1 VRMAX=10 KA=1.0 !KA=0.4
  TD=0.01 KD=25 KI=150 KP=160 !KP=50
  NREG=GEN4 GEN44

```

!for DG1

```

6 TYPE=DSL/EXCITERSIN/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
  YMIN=-0.1 YMAX=0.1 VMAX=0.1 KII=0.5 VMIN=-0.1 KG=0.0001
  TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
  TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150

```

```

NREG=GEN1 GEN11

!for DG3
7 TYPE=DSL/EXCITERSIN/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
YMIN=-0.1 YMAX=0.1 VMAX=0.1 KII=0.5 VMIN=-0.1 KG=0.0001
TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
TD=0.01 KD=24 KI=145 KP=150
NREG=GEN3 GEN33

!for DG4
8 TYPE=DSL/EXCITERSIN/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
YMIN=-0.1 YMAX=0.1 VMAX=0.1 KII=0.5 VMIN=-0.1 KG=0.0001
TE=0.5 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0
TD=0.01 KD=25 KI=150 KP=160
NREG=GEN4 GEN44

END

DSL-TYPES
!Automatic voltage regulator (AVR)
EXCITERAC8B(E1,SE1,E2,SE2,VC,VI/1/,TE,KE,TA,VRMIN,VRMAX,KA,TD,KD,KI,KP,UF,UF0)

!AVR with VAR control (reactive power)
EXCITERQE(E1,SE1,E2,SE2,VC,QE,YMIN,YMAX,VMAX,KII,TII/1/,VMIN,KG,VI/1/,TE,KE,TA,
VRMIN,VRMAX,KA,TD,KD,KI,KP,UF,UF0)

!AVR with sinfi control (power factor control)
EXCITERSIN(E1,SE1,E2,SE2,VC,PE,QE,YMIN,YMAX,VMAX,KII,TII/1/,VMIN,KG,VI/1/,TE,KE,TA,
VRMIN,VRMAX,KA,TD,KD,KI,KP,UF,UF0)

END

FAULTS
! F1 TYPE=3PSG NODE BUS10
! F2 TYPE=3PSG NODE BUS9
END

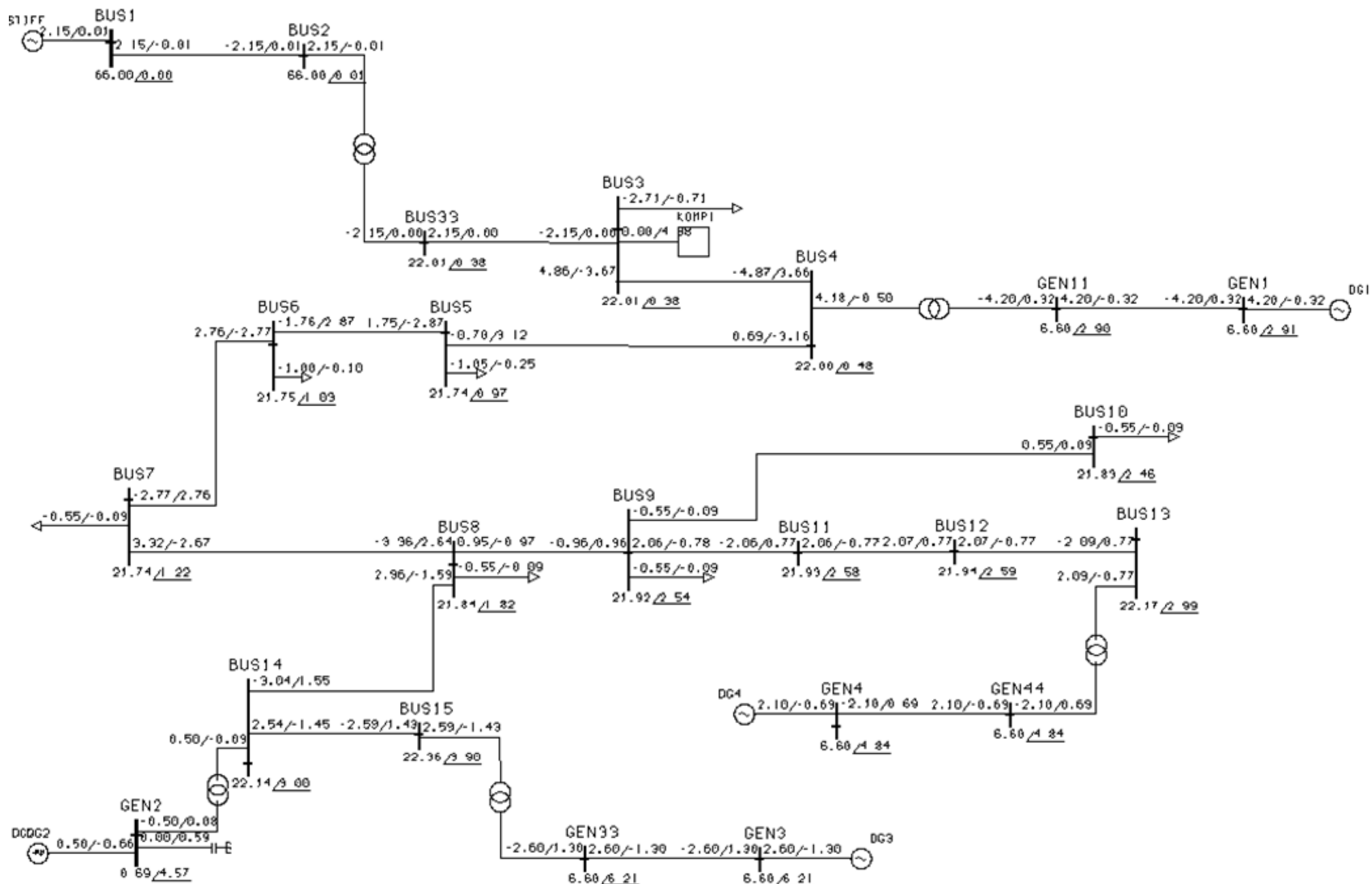
RUN INSTRUCTION
!AT 1.000 INST CONNECT FAULT F1
!AT 1.000 INST CONNECT FAULT F2
!AT 1.150 INST DISCONNECT FAULT F2
!AT 1.000 INST DISCONNECT LINE BUS9 BUS10
END

END

```

Vedlegg G

Vedlegg G.5: Resultat fra lastflyt i case 1



ACTIVE/REACTIVE POWER IN MW AND Mvar

VOLTAGES MAGNITUDE AND ANGLE IN KV AND DEGREES (PHASE TO PHASE VOLTAGES)

snaasa case, med DG1,DG2,DG3 og DG4.

Alle svnkrongeneratorene: Gemsa Electrics 4.6MVA
Synkrongeneratorene har PU control

STRI

DATE 20 NOV 2007 TIME 15:57:28

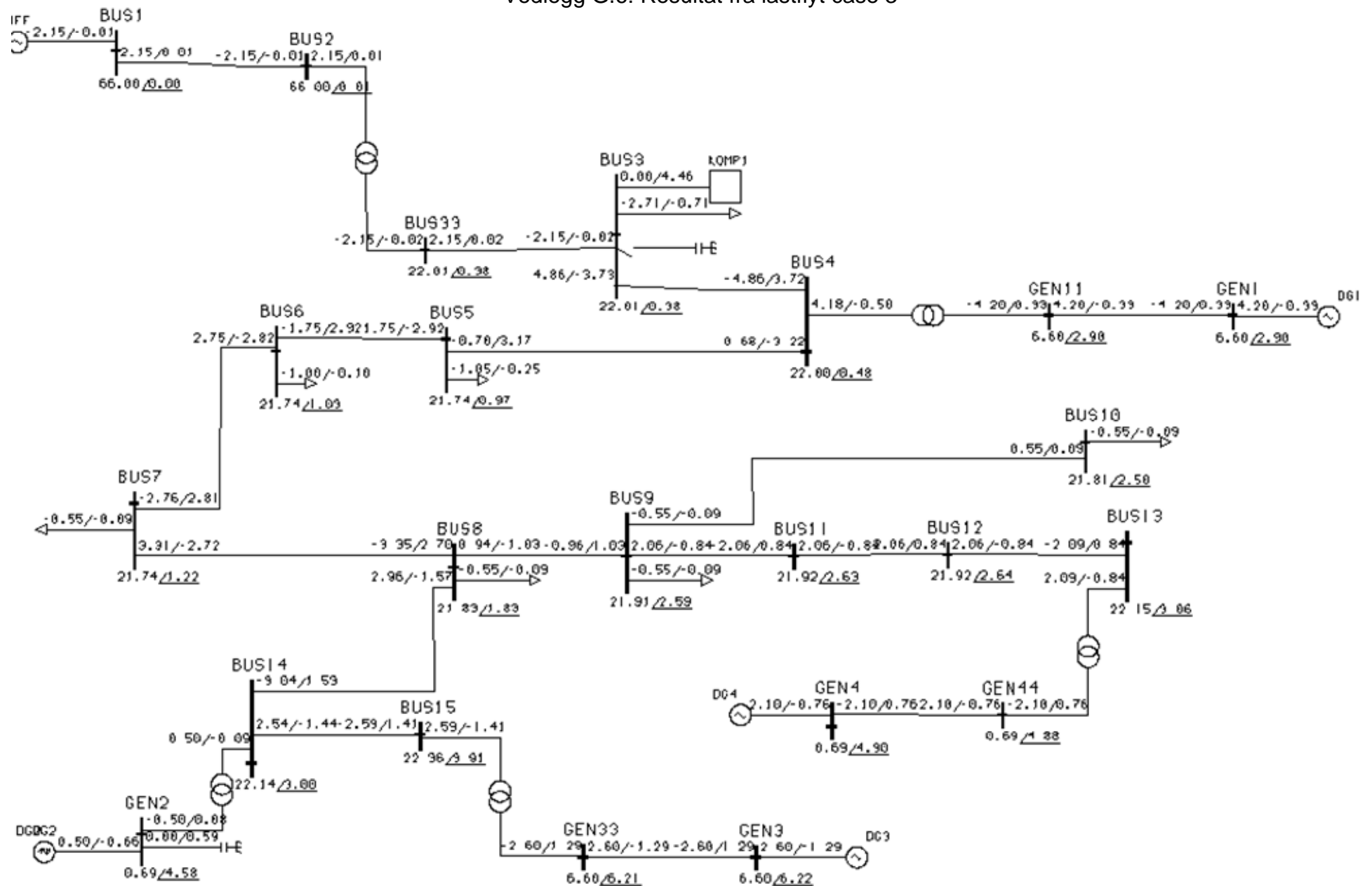
10.2.103

JOB: SNAASA

GRF: SNAASADYNPOW

Vedlegg G

Vedlegg G.6: Resultat fra lastflyt case 3



ACTIVE/REACTIVE POWER IN MW AND Mvar

VOLTAGES MAGNITUDE AND ANGLE IN KV AND DEGREES (PHASE TO PHASE VOLTAGES)

snaasa case, med DG1,DG2,DG3 og DG4.

DG1 og DG3 6.6kV. DG2 og DG4 0.69kV

PU- control

STRI

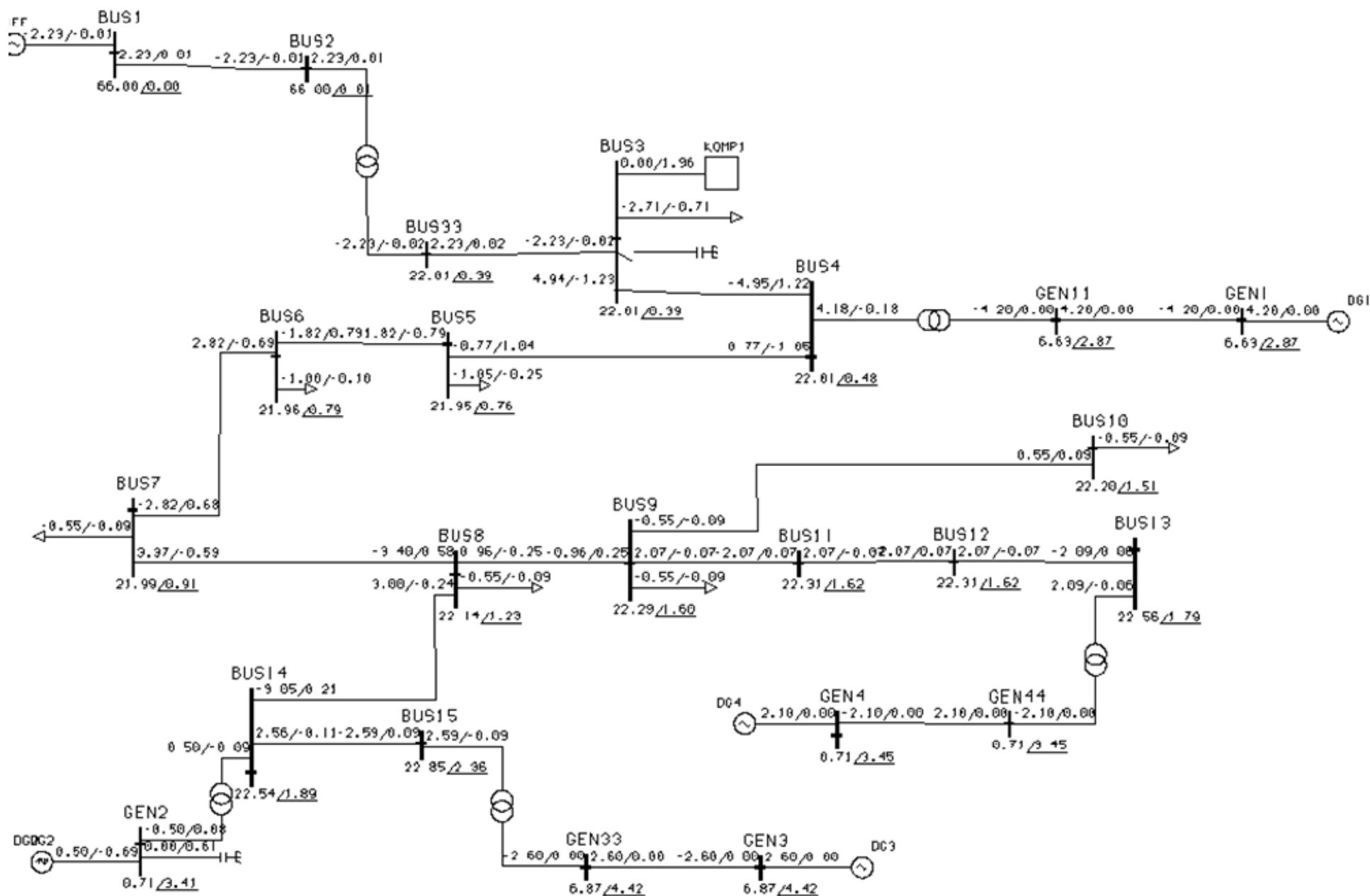
DATE 29 NOV 2007 TIME 08:34:58

10.2.103

JOB: SNAASA_LIN

GRF: SNAASADYNPOW

Vedlegg G
Vedlegg G.7: Resultat fra lastflyt case 4



ACTIVE/REACTIVE POWER IN MW AND Mvar

VOLTAGES MAGNITUDE AND ANGLE IN KV AND DEGREES (PHASE TO PHASE VOLTAGES)

STRI

DATE 29 NOV 2007 TIME 08:46:16

10.2.103

JOB: SNAASA_LIN
GRF: SNAASADYNPOW

snaasa case, med DG1,DG2,DG3 og DG4.
DG1 og DG3 6.6kV. DG2 og DG4 0.69kV
PQ- control

Vedlegg H: Case 2 Breiava kraftverk

Vedlegg H.1: Linje/kabel data og generatordata

Linjedata presentert i tabell 1 er hentet fra Planleggingsbok for kraftnettet [40]. Data for den bestemte 132kV linjen mellom Lyse132 og Moen132 var ikke i planleggingsboka, så det ble valgt å sette sammen data fra ulike tilsvarende linjer. På linjen mellom Moen og Lysestølen ble data for en 24kV FeAl 240 luftlinje med planoppheng uten jordlinje benyttet. For linjen mellom Lysestølen og Nilsebu var ikke i planleggingsboken og det ble antatt at det var greit å bruke data for en FeAl 300 26/7 i stede. Planleggingsboken manglet data for reaktansen og det ble antatt at den kan settes lik 0.32ohm/km. På kabelen mellom Nilsebu og Breiava ble data for en 24kV TXSE/TSLE 3*1*400Al kabel benyttet.

Linje/Kabel	Fra node	Til node	Type	R [ohm/km]	X [ohm/km]	B[S]	Lengde [km]
132kV linje	Lyse132	Moen132	1*481 FeAl	0,036	0,381	3,03E-06	2,3
22kV linje	Moen22	Lysest22	3*FeAl 240	0,076	0,322		6,308
22kV linje	Lysest22	Nilsebu22	FeAl 300 42/7	0,061	0,32		7,2
22kV kabel	Nilsebu22	Breiava22	3*1*400m2 Al	0,078	0,17		0,9

Tabell 1: Linje og kabel data for case 2: Breiava kraftverk

I tabell 2 er transformatordata. Data for Lyse og Moen transformatorer er mottatt fra Lyse Produksjon og generatortransformatordata er hentet fra Statnett sin rapport [39].

Transformator	SN [MVA]	Un1[kV]	Un2 [kV]	er [p.u]	ex[p.u]
Lyse	300	300	132	0,0019	0,1304
Moen	20	125	23	0,0048	0,1303
Beriava	16	6,6	22	0,00469	0,08

Tabell 2: Transformatordata for case 2: Breiava kraftverk

Data for synkrongeneratoren er hentet fra datablad mottatt fra Lyse Produksjon. I tabell 3 er synkrongeneratordata som skal benyttes i SIMPOW. Det ble valgt å bruke reaktanser og tidskonstanter hvor metning ikke er inkludert fordi metning inkluderes i modellen med metningsparametrene SED og VD.

De sub transiente åpne sløyfe tidskonstantene langs d, T_{do}'' , og q aksen, T_{qo}'' , ble beregnet fra ligninger hentet fra Machowski m fl. [4]. Tregghetskonstanten, H, ble beregnet ved ligning 8.

$$T_{do}'' = T_d' \frac{X_d'}{X_d''} = 0.018 \frac{66,2}{38,9} = 0,0306$$

$$T_{qo}'' = T_q' \frac{X_q'}{X_q''} = T_q' \frac{X_q}{X_q''} = 0.032 \frac{202}{37,7} = 0,1715$$

$$H = \frac{0.5 J \omega_m^2}{S_n} = \frac{0.5 * 22 * 10^3 * (333 \frac{2\pi}{60})^2 * 10^{-6}}{16} = 0.836 \frac{MWs}{MVA}$$

3 phase synchronous generator	Unit	
Apparent power	S [MVA]	16
Voltage	V [kV]	6,6
Inertia constant	H [MWs/MVA]	0,836
<i>Reactances [p.u]</i>		
Direct axis synchronous	Xd	3,1
Direct axis transient	X'd	0,662
Direct axis subtransient	X''d	0,389
Quadrature axis synchronous	Xq	2,02
Quadrature axis subtransient	X''q	0,377
Negative sequence	X2	0,383
Zero sequence	X0	0,247
Stator leakage reactance*	XA	0,25
Stator resistance*	RA	0,0122
<i>Time constants [s]</i>		
Direct axis transient open-circuit	T'd0	4,85
Direct axis subtransient open-circuit	T''d0	0,0306
Quadrature axis subtransient open-circuit	Tq''0	0,1715
<i>Saturation</i>		
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE1D is given	V1D	1
Direct-axis air-gap flux at which the saturation factor SE2D is given	V2D	1,2
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V1D	SE1D	0,1
Saturation factor at the direct-axis air-gap flux V2D	SE2D	0,3

Tabell 3: Synkrongeneratordata for Breiava kraftverk

Optpow: Breiva case

**

GENERAL

SN=10

END

NODE

LYSE290 UB=290

LYSE132 UB=132

MOEN132 UB=132

MOEN22 UB=22

LYSES22 UB=22

NILSE22 UB=22

BREI22 UB=22

BREI6_6 UB=6.6

!NY UB=6.6

END

!Linjedata er hentet fra planleggingsbok for kraftnettet

LINES

LYSE132 MOEN132 TYPE=2 R=0.036 X=0.381 B=3.0316E-06 L=2.3

MOEN22 LYES22 TYPE=1 R=0.076 X=0.322 L=6.308

LYSES22 NILSE22 TYPE=1 R=0.061 X=0.32 L=7.2

NILSE22 BREI22 TYPE=1 R=0.078 X=0.17 L=0.9

END

TRANSFORMERS

LYSE290 LYSE132 SN=300 UN1=300 UN2=132 ER12=0.0019 EX12=0.1304 !Data fra Lyse

BREI22 BREI6_6 SN=16 UN1=22 UN2=6.6 ER12=0.00469 EX12=0.080 !Data fra Statnetts rapport

!Moen trinnkobler på 125kV siden og stepst 1.6%(2kV)

MOEN132 MOEN22 SN=20 UN1=133 UN2=23 ER12=0.0048 EX12=0.1303 !Data fra Lyse

NW=2 TAPSIDE=1 STEP=2 +NSTEP=12 -NSTEP=12

END

!Last til Storetjern ligger mellom 200 og 500kW og antar at last kan legges på LYES22 noden.

LOADS

LYSES22 P=0.2 !P=0.5

END

POWER CONTROL

LYSE290 NAME=SWING GEN TYPE=NODE RTYP=SW U=290 FI=0.0

!BREI6_6 NAME=BREIAVA TYPE=NODE RTYP=UP P=14. U=6.9 !case a

BREI6_6 NAME=BREIAVA TYPE=NODE RTYP=UP P=7. U=6.66 !case b

END

END

Breiva case

Synkrommaskin SN=16.0 MVA, UN=6.6 kV

Feiltilfelle: 3-ph kortslutning på node LYSES22. Feiltid:0.2s

**

CONTROL DATA

TEND=300.00

END

GENERAL DATA

FN=50

REF=LYSE290

END

NODES

!Her er det lagt inn en impedans for svingmaskinen som tilsvarer en kortsl.ytelse på ca 4000MVA (v/Toftevaag)

LYSE290 TYPE=1 R=6.6 X=20.75

END

SYNCHRONOUS MACHINES

!Data iht. dataark mottatt fra Jonny Pedersen, Lyse Produksjon (9/11-2007)

BREIAVA BREI6_6 TYPE=2 SN=16.0 UN=6.6 !

H=0.836 !H=2.0

RA=0.0122 XD=3.10 XDP=0.662

XDB=0.389 XQ=2.02 XQB=0.377

XA=0.25 X0=0.247 X2=0.383

!Anatatt verdi XA og RA

TD0P=4.85 TD0B=0.0306 TQ0B=0.1715

V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3

VREG=1 !case med ordinær PID-innstilling

!TURB=1

!!3 ph generator, salient poles for hydro applications, Gamesa Electrics machine type:SV 100/70/6

!BREIAVA BREI6_6 TYPE=2

! SN=16 UN=6.6

! H=0.715 !H=2

! XD=1.334 XDP=0.335 XDB=0.273

! XQ=0.837 XQB=0.422

! TDOP=2.720 TDOB=0.023 TQOB=0.048

! X0=0.125 X2=0.348

! XA=0.1 RA=0.00219

! V1D=1.0 V2D=1.2 SE1D=0.1 SE2D=0.3

! VREG=1

! !TURB=1

END

DSL-TYPES

!Spenningsregulator (AVR)

EXCITERAC8B(E1,SE1,E2,SE2,VC,TI/1/,TE,KE,TA,VRMIN,VRMAX,KA,TD,KD,KI,KP,UF,UF0)

END

REGULATORS

!Spenningsregulator nr.1

1 TYPE=DSL/EXCITERAC8B/ E1=2.222 SE1=1.346 E2=2.962 SE2=1.9
TE=0.8 KE=1.0 TA=0 VRMIN=0 VRMAX=10 KA=1.0 !KA=3.0
TD=0.01 KD=46 KI=140.85 KP=154.2

END

TURBINES

1 TYPE=22 TAB=1 !Øker turbinmoment etter tabell 1

END

TABLES

1 TYPE=0 F 0 1.0
1 1.0
21 2.0
25 2.0

END

FAULTS

FEIL1 TYPE=3PSG NODE LYES22

END

RUN INSTRUCTIONS

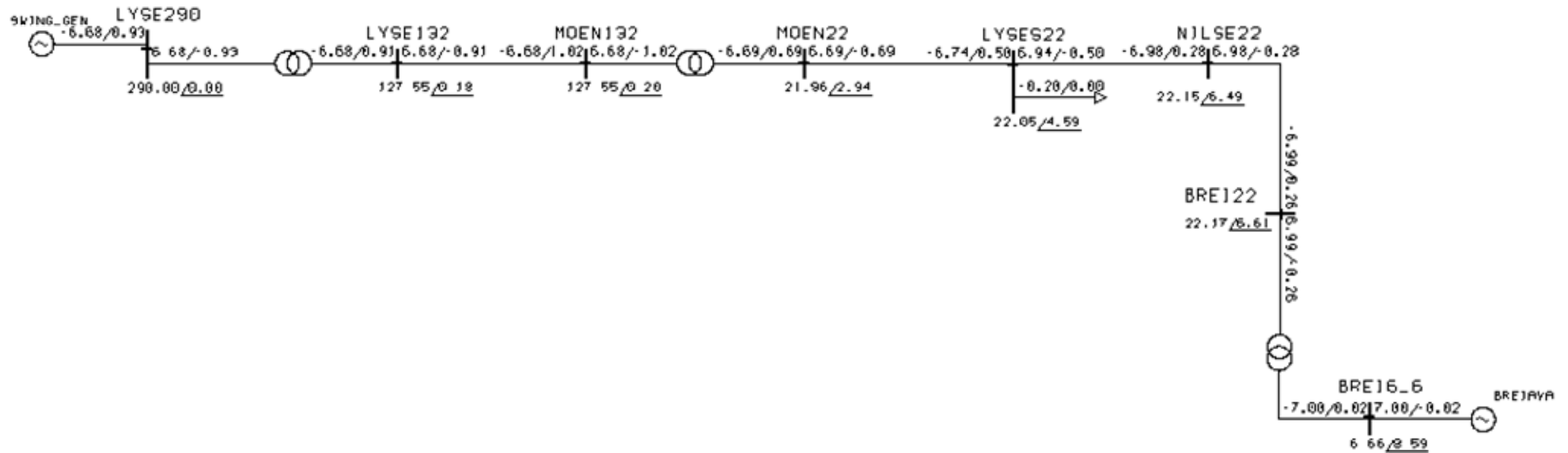
AT 1.000 INST CONNECT FAULT FEIL1

AT 1.020 INST DISCONNECT FAULT FEIL1

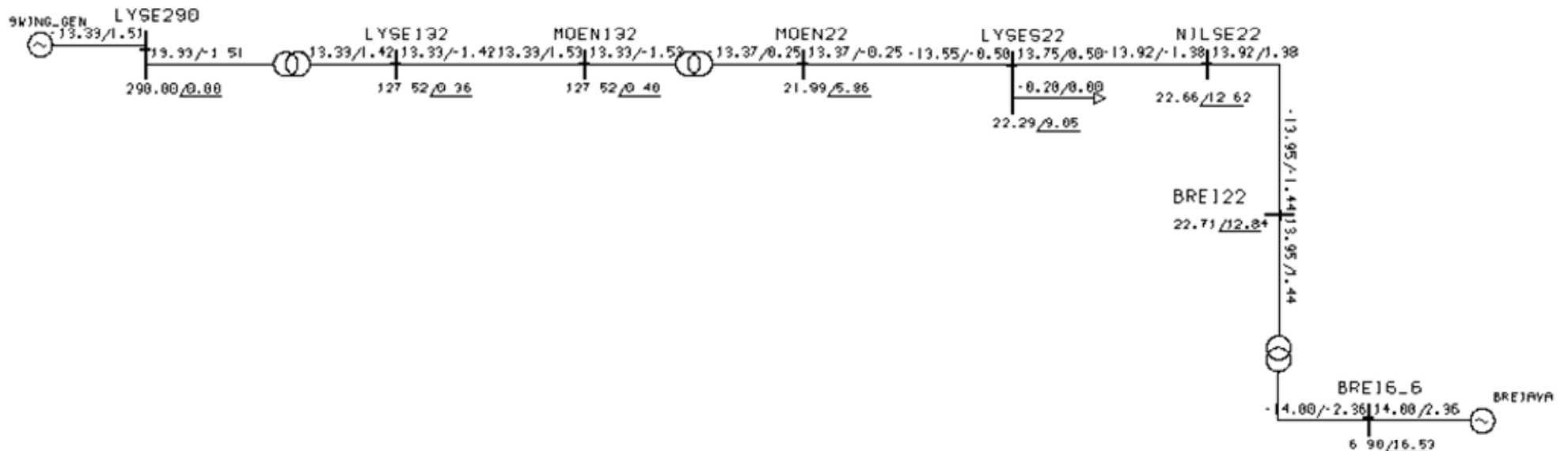
END

END

Vedlegg H.4: Enlinjeskjema over lastflyt resultater for case a og b



Figur 1: Case a, Breiava kraftverk leverer 7MW og trekker 0.02MVar



Figur 2: Case b, Breiava kraftverk leverer 14MW og 2.36MVar