NTNU
Det skapende universitet

Gasskraftverk Kårstø

Johan Inderberg Vestrum

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2007
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkrafteknikk

Oppgavetekst

Naturkraft har nå under bygging Norges første større gasskraftverk på Kårstø med installasjon 420 MW. Kraftverket vil bli et kombinert verk bestående av en gassturbin i kombinasjon med en dampturbin. Gasskraftverk vil ha andre tekniske egenskaper og begrensninger i forhold til vannkraftverk som er den dominerende kraftverkstypen i Norge Oppgaven er en videreføring av en prosjektoppgave utført høsten 2006.
I prosjektet ble hovedvekt lagt på følgende:

Gjennomgå og beskrive den tekniske prosessen for kraftverket samt de tekniske egenskaper og begrensninger. Sammenlign med restriksjoner for vannkraftanlegg.
Vurdere de tekniske egenskaper for kraftverket i forhold til norske og nordiske tekniske krav (Forskrifter for systemansvar m. fl. og Nordels regelsamling - regler for tilkobling av anlegg).

Hovedoppgaven skal konsentrere seg mer om konkrete analyser for å verifisere systems oppførsel. Følgende aktiviteter bør inngå:

Dypere vurderinger av egenskapene til aktuelle modeller for slike verk. I første rekke vil dette være modeller tilgjengelig i PSS/E som det er gjort innledende studier på i prosjektet.

Analysere karakteristiske egenskaper for verket med etablert modell(er):
- Egenskaper ved kortslutning i nettet – varierende type, nærhet og tid for kortslutning
- Regulerresponser ved frekvens/spenningsendringer i nettet

Analysere konsekvenser ved utfall av gasskraftverket

Vurdere analyseresultater mot tekniske spesifikasjoner for verket og mot norske og nordiske tekniske krav

Oppgaven gitt: 29. januar 2007
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

FORORD

Denne diplomoppgaven er skrevet på Institutt for Elkraftteknikk, IME-fakultetet, NTNU i samarbeid med Statnett SF. Naturkraft har under bygging et gasskraftverk på Kårstø i Rogaland. Oppgaven tar for seg problemstillinger knyttet til transient stabilitet og regulerresponser i forbindelse med frekvens- og spenningsendringer i nettet.

Jeg vil takke Professor Olav Bjarte Fosso for veiledning og konstruktive tilbakemeldinger i arbeidet med oppgaven. Videre vil jeg takke Bård Ek og Trond Carlsen hos Statnett SF for å ha bidratt med data og gode råd. Til sist fortjener Leif Warland ved Sintef Energiforskning en takk for hjelp med PSS/E når det har vært nødvendig.

Trondheim, 26.06.2007

_____

Johan Inderberg Vestrum

Sammendrag

Denne diplomoppgaven er skrevet i samarbeid med Statnett. Naturkraft har under bygging et gasskraftverk på Kårstø i Rogaland. Dette er et såkalt *combined-cycle-kraftverk* (kombinert kraftverk), som består av en gassturbin i kombinasjon med en dampturbin. Gasskraftverket vil kunne bidra med 418MW inn i sentralnettet, og det er Statnetts ansvar at kraften levert til forbrukerne har god nok kvalitet. Oppgaven tar først og fremst for seg problemstillinger knyttet til dynamisk respons og transient stabilitet i forbindelse med kraftverket.

Statnett har bidratt med datamodell over nettet i Sør-Norge, og analyseverktøyet PSS/E er benyttet for å analysere kraftverkets respons ved ulike hendelser. Spesielt er det sett på regulerresponser ved frekvens- og spenningsendringer i nettet og kraftverkets egenskaper ved kortslutning. I tillegg er konsekvenser ved utfall av kraftverket analysert. Analyseresultatene er sjekket opp mot de relevante krav gitt i *Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge (VtA)* og *Nordic Grid Code (NGC)*.

Det er av interesse å sammenligne responsen i gasskraftverket mot den i et typisk vannkraftverk. Av den grunn er det lagt til en modell av et vannkraftverk på samme sted som gasskraftverket. Foruten at forskjellen mellom gasskraftverket og vannkraftverket er analysert er det også benyttet to forskjellige turbinregulatormodeller for gasskraftverket: en enkel modell beregnet på gassturbiner, og en mer avansert modell beregnet på nettopp kombinerte kraftverk.

Det viser seg at den avanserte turbinregulatormodellen er den som egner seg best til simuleringer opp mot gasskraftverket. Skal man benytte den enkle modellen må man være obs på hvilket utgangspunkt man har, og hvilke hendelser man simulerer på. Spesielt ved fall i frekvensen kan ukritisk bruk av den enkle modellen gi et for optimistisk resultat. Gasskraftverket har problemer med fullstendig å overholde kravene gitt i VtA til drift under frekvensavvik, og simuleringer viser at responsen til magnetiseringssystemet er for kraftig. Kraftverket viser imidlertid god oppførsel ved feil i nettet, og bidrar til å gjenopprette spenningene i området etter feil. Ved normal drift tåler nettet et utfall av kraftverket godt, mens man ved svekkelser i nettet kan oppleve til dels lave spenninger etter et utfall.

1 INNLEDNING ... 1

2 TEORI ... 3

2.1 INTRODUKSJON ... 3
2.2 SYNKRONMASKINEN FRA ET STABILITETSSYNSPUNKT ... 5
2.2.1 Modellen til synkronmaskinen ... 5
2.2.2 Stasjonær, transient og subtransient reaktans ... 6
2.2.3 Transiente og subtransiente tidskonstanter ... 7
2.3 FEIL (KORTSLUTNINGER) I KRAFTNETTET ... 8
2.3.1 Kort om kortslutninger ... 8
2.3.2 Feiltyper ... 9
2.3.3 Utkobling av feil – vern ... 10
2.3.4 Gjeninnkobling ... 10
2.3.5 Valg av feiltype ... 11
2.4 STABILITET ... 12
2.4.1 Småsignalstabilitet ... 12
2.4.2 Transient stabilitet ... 13
2.4.3 Nærhet og varighet av feil ... 15
2.4.4 Spenningsstabilitet og feil ... 17
2.4.5 Turbinregulatorer ... 19
2.4.6 Magnetiseringssystemet ... 20
2.4.7 Roterende masse ... 21
2.4.8 Subsynkron resonans ... 22

3 SIMULERING ... 25

3.1 PSS/E ... 25
3.1.1 Lastflyt ... 25
3.1.2 Dynamisk analyse ... 26
3.2 MODELLEN ... 28
3.2.1 Tilpasning av lastflytmodellen ... 28
3.2.2 Dynamisk modell ... 30
3.3 KOMMENTARER TIL MODELLENE ... 30
3.3.1 Turbinregulatoren ... 30
3.3.2 Magnetiseringsutrustningen ... 31

4 SIMULERINGER ... 33

4.1.1 Responsen til turbinregulatoren ... 35
4.1.2 Responsen til magnetiseringssystemet ... 39
4.1.3 Effektpendlinger ... 44
4.1.4 Respons ved frekvensendringer ... 47
4.1.5 Kritisk bortkoblingstid ... 53
4.1.6 Kortslutning på linja Kårstø-Håvik ... 54
4.1.7 Kortslutning Kårstø-Sauda med Sauda-Håvik utkoblet ... 57
4.1.8 Kortslutning Kårstø-Sauda uten kraftverk på Kårstø ... 59
4.1.9 Gjeninnkobling mot feil på linje Kårstø-Håvik ... 60
4.1.10 Utfall av kabel mellom Spanne og Stord ... 63
4.1.11 Kårstø og Håvik som øyområde ... 65
4.1.12 Kårstø som eget øyområde ... 68
4.1.13 Utfall av kraftverket ... 68
4.1.14 Utkobling av kraftverket med linja Kårstø-Sauda ute av drift ... 70

5 DISKUSJON: ... 73

6 KONKLUSJON ... 79

REFERANSELISTE ... 80

1 Innledning

Naturkraft har under bygging et gasskraftverk på Kårstø i Rogaland, som skal stå ferdig i løpet av høsten 2007. Gasskraftverket er et kombinert kraftverk, som vil si at man utnytter overskuddsvarme fra gassturbinen til å produsere damp, som driver en dampturbin som står på samme aksling som gassturbinen. Denne oppgaven fokuserer på hvilken innvirkning kraftverket vil ha på kraftsystemet, og spesielt på spørsmål knyttet til transient stabilitet i forbindelse med kraftverket.

Statnett har ansvaret overfor forbrukerne for at kraften ført inn på sentralnettet har god nok kvalitet. Herunder kommer leveringssikkerhet og spenningskvalitet. Statnett stiller derfor krav til kraftverk tilknyttet nettet. Kravene skal sikre at anlegget er robust nok overfor feil, og ikke minst sikre at kraftverket hjelper til med å opprettholde frekvens og spenningsnivå i nettet.

Statnett har bidratt med modell av kraftsystemet i Sør-Norge. Simuleringsverktøyet PSS/E benyttes for å simulere gasskraftverkets oppførsel ved kortslutninger, og ved frekvens og spenningsendringer i nettet. Oppgaven er en fortsettelse på prosjektet ”Gasskraftverk Kårstø” fra høsten 2006, som delvis fokuserte på modelleringen av turbinregulatoren til kraftverket. Som et ledd i dette arbeidet analyseres kraftverket her med to ulike regulatormodeller, en enkel og en mer avansert. Med grunnlag i teorien blir gyldigheten til modellene vurdert.

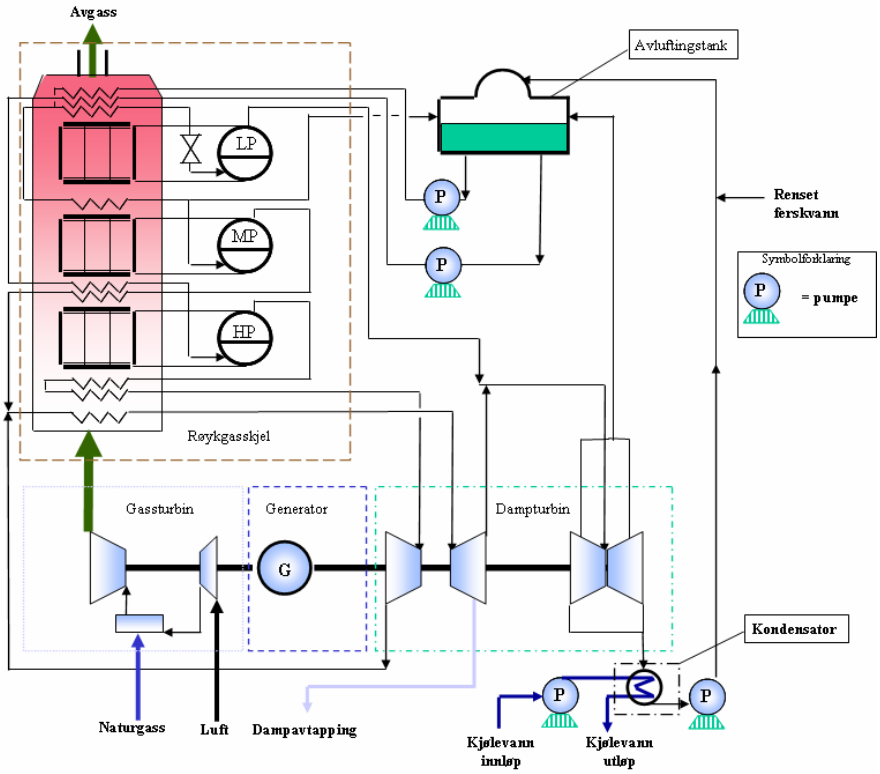
Et gasskraftverk skiller seg fra et vannkraftverk, som er den kraftverktypen man har desidert mest erfaring med i Norge. Forskjellen går spesielt på turbinen og turbinreguleringen. For å sammenligne responsen til et vannkraftverk i forhold til gasskraftverket blir det lagt til en modell av et vannkraftverk på Kårstø.

Det er viktig at stabiliteten til kraftsystemet ikke står og faller på ett kraftverk. Konsekvenser av et mulig utfall blir analysert vha simuleringer. Kraftverkets oppførsel ved spesielle hendelser som utfall av kabler og ved øydrift blir analysert. Responsen blir sjekket opp mot noen viktige krav til varmekraftverk i det norske og nordiske kraftsystemet.

2 Teori

2.1 Introduksjon

Gasskraftverket på Kårstø er et såkalt kombinert kraftverk (eng. ”combined cycle). En skjematisk framstilling av kraftverket kan ses i Figur 1.



Figur 1: Prinsippskisse av et kombinert kraftverk

Prosessen foregår slik at gass blir ført inn i et forbrenningskammer, sammen med komprimert luft. Etter forbrenningen holder luften en temperatur på om lag 1040 °C. Denne luften blir så ekspandert gjennom en gassturbin. Eksosen som kommer ut av gassturbinen har fremdeles en temperatur på rundt 535 °C. Denne energien blir brukt til å produsere damp. Dampen kan så benyttes direkte som varmemedium i industrielle prosesser, eller den kan brukes til å produsere elektrisk kraft ved hjelp av en dampturbin. Dersom man ikke nyttiggjør overskuddsvarmen i eksosen kan man oppnå en virkningsgrad på maksimalt 35 %. Utnyttelsen av dampen vha combined-cycle-teknologien gir ifølge utbyggerne på Kårstø en virkningsgrad på 58-60 %.

I kombinerte kraftverk kan gassturbinen og dampturbinen kjøres med hver sin generator, eller de kan sitte på samme aksling og være koblet til samme generator. Det siste er tilfellet i gasskraftverket på Kårstø. Denne konfigurasjonen er plassbesparende, og krever kun en generator med tilhørende koblings- og reguleringsutstyr. Ikke desto mindre medfører det en

svært lang aksling, og dessuten reguleringstekniske utfordringer i forhold til enklere konstellasjoner.

Dersom dampen blir brukt som varmemedium kan en trekke ut en større del av energien, og den termiske virkningsgraden vil bli bedre. Slike *Combined Heat and Power*-enheter *(CHP-enheter)* kan oppnå en virkningsgrad på inntil 90 %. Det vil da ikke kunne produseres like mye elektrisk effekt. På Kårstø er det foreløpig ikke industrianlegg som kan utnytte denne varmen, altså går all dampen til produksjon av elektrisk kraft. Imidlertid legges det til rette for at damp skal kunne tas ut til dette formålet dersom behovet skulle oppstå ved et senere tidspunkt. Gasskraftverket vil da bli nødt til å kjøre med noe lavere effekt, avhengig av hvor mye av dampen som blir tatt ut. Dette blir ikke drøftet nærmere i denne oppgaven. [Naturkraft, 2007]

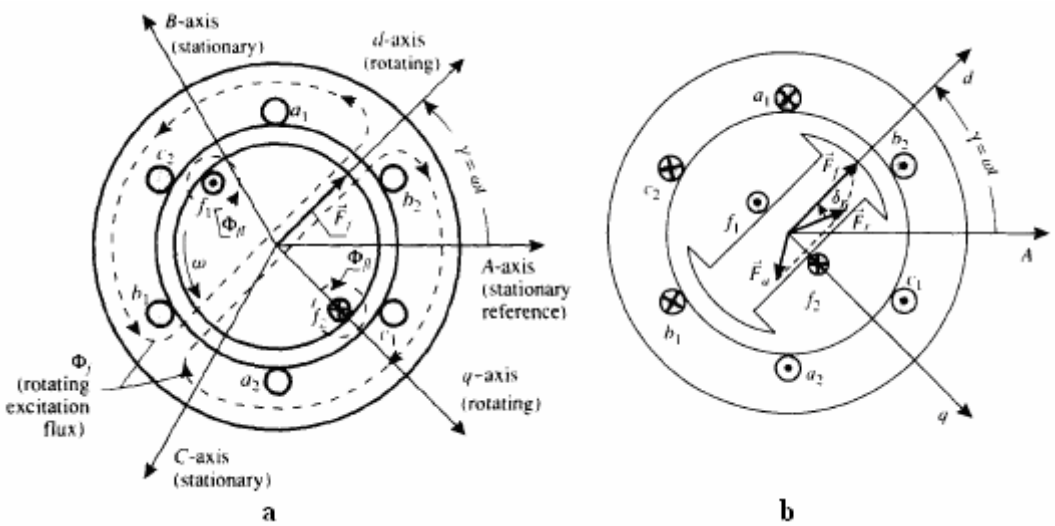
For å kunne oppnå en virkningsgrad opp mot 60 % er kraftverket avhengig av å kjøre med maks produksjon. Fra et stabilitetshensyn vil det innebære at kraftverket neppe vil kunne bidra med ekstra effekt i en krisesituasjon dersom det allerede går for fullt. Å kjøre med lavere produksjon vil heller ikke være ønskelig, og vil bare være aktuelt i helt spesielle situasjoner.

For en nærmere gjennomgang av virkemåten til combined-cycle-kraftverket henvises det til [Vestrum, 2006], [Undrill et al, 2001], [Moran et al, 1998], [Kunitomi, Kurita, Tada, 2003],

2.2 Synkronmaskinen fra et stabilitetssynspunkt

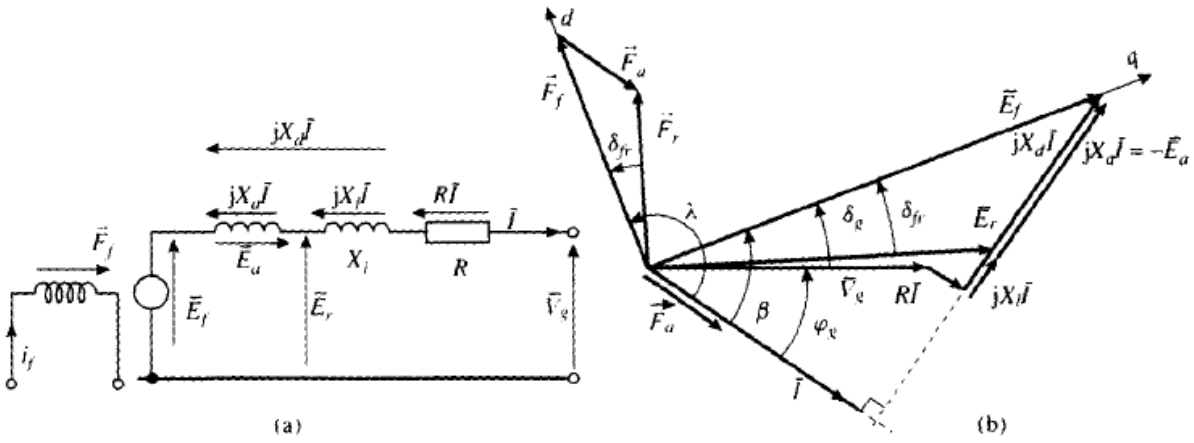
Synkronmaskinen er den elektriske maskinen som hovedsakelig benyttes til produksjon av elektrisk kraft. Dette gjelder for all vannkraft og termisk kraft av betydning. Innen vindkraft er asynkronmaskiner historisk sett mye benyttet, og vil nok også fortsatt være mye brukt i fremtiden. Imidlertid har ny teknologi gjort at synkronmaskinen også er i ferd med å vinne terreng i vindkraftsammenheng. Ulempen med synkronmaskiner er at de er en del dyrere i innkjøp enn asynkronmaskiner, fordelen er at de stort sett krever mindre vedlikehold. De har dessuten bedre karakteristikker sett ut fra et stabilitetssynspunkt, og de kan bidra med reaktiv støtte i nettet.

2.2.1 Modellen til synkronmaskinen



Figur 2: Synkronmaskin med a) rund rotor og b) utpregede poler

Figur 2 viser statoren og rotoren til to forskjellige synkronmaskiner: en med rund rotor (a) og en med rotor med utpregede poler (b). Den runde rotoren gjør at maskinen har gode egenskaper hva angår balansering og evne til å takle sentrifugale krefter. Dette gjør den velegnet til bruk i sammensetning med høyhastighetsturbiner som gass- og dampturbiner. I kraftsystemer med en frekvens på 50Hz vil disse ha en hastighet på 3000rpm, som er tilfellet i kraftverket på Kårstø. Vannkraftturbiner har gjerne lavere omløpshastighet enn det som er tilfellet i termiske kraftverk. Dette gjør at man må ha flere poler for å oppnå riktig frekvens. Samtidig minsker det belastningen fra sentrifugalkreftene, og man kan øke diameteren på rotoren og slik få plass til flere poler.



Figur 3: a) Ekvivalentskjema og b) vektordiagram for synkronmaskinen

Figur 3a viser ekvivalentskjemaet til en synkronmaskin med rund rotor. Spenningen V_g er her klemmespenningen. R er resistansen i viklingene og X_d er den samlede reaktansen. Reaktansen består av lekkreaktansen X_l og reaktansen som forbinder rotoren med statoren, X_d. $X_a >> X_l$. X_d kalles gjerne *synkronreaktansen.* På grunn av den runde rotoren er avstanden til statoren den samme rundt hele omkretsen. Av den grunn er også reaktansen den samme hele veien rundt. I en maskin med utpregede poler vil reaktansen variere rundt rotoren. På grunn av dette er man nødt til å bruke såkalt toakseteori for å få tilfredsstillende nøyaktighet. Det henvises til [Machowski, Bialek og Bumby, 1997] eller [Kundur, 2006] eller tilsvarende for en nærmere gjennomgang av toakseproblematikken.

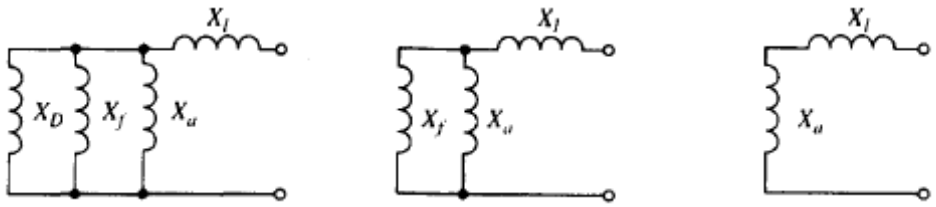
2.2.2 Stasjonær, transient og subtransient reaktans

Feil i nettet fører til at reaktansen i motoren endrer seg. Man skiller mellom subtransient reaktans, som er de første hundredels sekundene etter feilen, transient reaktans, som kan vare fra 0,5-3 sekunder og synkronreaktans, som er den normale reaktansen. Den subtransiente reaktansen er den minste, noe som medfører at feilstrømmen er størst i tidsperioden da den gjelder. I og med at feilstrømmen er størst, har men også de største mekaniske belastningene i denne perioden. De termiske belastningene reknes imidlertid først og fremst ut fra den transiente perioden, da den subtransiente perioden er såpass kort at man ikke rekker å få så voldsom varmeutvikling.

Synkronreaktansen, også kalt stasjonær reaktans, er gitt av fluksen som går gjennom rotoren og forbinder rotoren og statoren magnetisk. Ved en feilsituasjon i nettet vil feilstrømmene i statoren indusere strømmer i rotorviklingene og dempeviklingene, som skaper ytterligere fluks i rotoren. Denne fluksen tvinger armatur-fluksen ut fra rotoren. Pga dette vil reaktansen sett fra statoren endre seg. Til å begynne med etter feilen går all fluksen utenfor rotoren. Den

resulterende reaktansen kalles subtransient reaktans. De induserte strømmene i dempeviklingene dør ut først, og slipper litt av fluksen inn i rotorjernet igjen. Reaktansen man får da kalles transient reaktans. Etter hvert går systemet tilbake til stasjonær tilstand.

De ulike reaktansene fører til at de forskjellige fasene av et feilforløp har ulike vektordiagrammer. Ekvivalentene til reaktansene blir som følger:



Figur 4: Reaktanser i subtransient, transient og stasjonær tilstand

Reaktansene kan regnes ut vha ligning 1.1

$$X_d'' = X_l + \frac{1}{\frac{1}{X_a} + \frac{1}{X_D} + \frac{1}{X_f}} \qquad X_d' = X_l + \frac{1}{\frac{1}{X_a} + \frac{1}{X_f}} \qquad X_d = X_l + X_a \quad (1.1)$$

[Machowski, 1997]

2.2.3 Transiente og subtransiente tidskonstanter

Varigheten av den subtransiente og den transiente perioden kan beregnes ved at man behandler systemet som en RL-krets, og finner tidskonstanten. I tillegg til reaktansene fra Figur 4, tar man med resistansen R_D i serie med X_D. Tidskonstantene reknes dermed ut vha følgende uttrykk for åpen krets:

$$T''_{dO} = \frac{X_D + \frac{X_a X_f}{X_a + X_f}}{\omega R_D} \approx \frac{X_D + X'_d}{\omega R_D} \quad (1.2)$$

Kortslutningstidskonstantene finnes vha følgende sammenhenger:

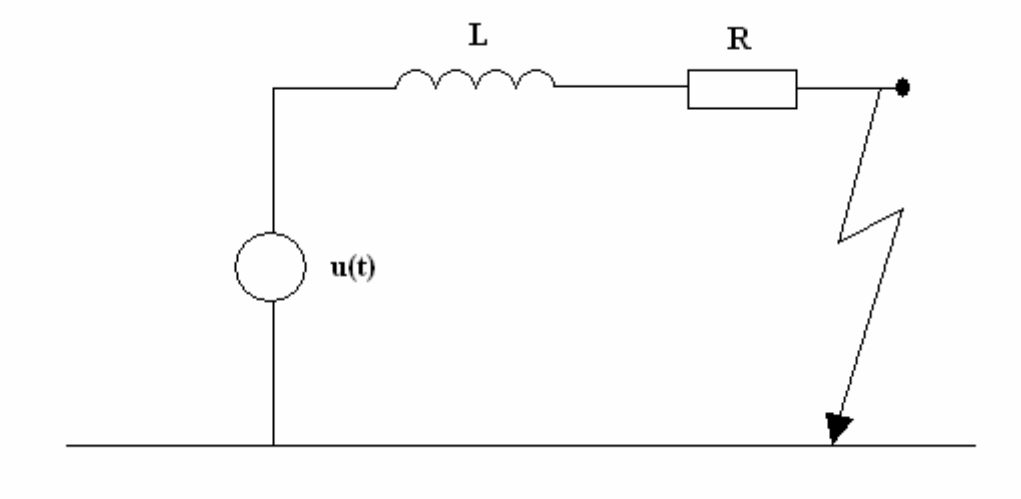
$$T''_d \cong T''_{dO} \frac{X''_d}{X'_d} \qquad T''_q \cong T''_{qO} \frac{X''_q}{X'_q} \qquad T'_d \cong T'_{dO} \frac{X'_d}{X_d} \qquad T'_q \cong T'_{qO} \frac{X'_q}{X_q} \quad (1.3)$$

[Machowski, 1997]

2.3 Feil (kortslutninger) i kraftnettet

Kortslutninger er en nokså vanlig kilde til forstyrrelser i nettet. Kortslutningsstrømmene utgjør en svært stor belastning på komponentene i kraftsystemet. Det er da snakk om både termiske påkjenninger på strømførende elementer og mekaniske påkjenninger som følge av de store momentene indusert av strømmene. På grunn av belastningene er det svært viktig å ha vern som kobler ut feilen etter kort tid. Det finnes ulike typer vern som har forskjellige egenskaper hva angår selektivitet og mulighet for å programmere respons. Denne oppgaven går ikke nærmere inn på forskjellige typer vern. Statnetts standard ved feilsimuleringer er at feiltiden er på 100ms. Dette er konservativt, da vernet gjerne vil løse ut i løpet av 70-80ms. [Ek #1, 2007]

2.3.1 Kort om kortslutninger



Figur 5: Forenklet modell av en synkronmaskin med kortslutning

Figur 5 viser en forenklet modell av en synkronmaskin og et nett med en resistans og en induktans som utgjør en RL-krets. I utgangspunktet er nettet ubelastet. Spenningen er sinusformet som $u(t)=\sqrt{2}*U\sin(\omega t)$. Når kortslutningen oppstår vil kortslutningsstrømmen bli bestemt av verdien av u(t), foruten verdien av R og L. Den høyeste kortslutningsstrømmen vil man imidlertid få dersom u(t)=0 idet feilen inntreffer. Dette worst-case-scenarioet er det man er nødt til å dimensjonere for, og følgelig det man er mest opptatt av å foreta analyser opp mot. Det kan vises at kortslutningsstrømmen da vil bli uttrykt ved ligningen

$$i(t) = \sqrt{2}I\left(\sin(\omega t - \varphi) + \sin\varphi e^{-\frac{R}{L}t}\right) \tag{1.4}$$

hvor $\varphi=\tan^{-1}(\omega L/R)$, $I=U/Z$ og $Z=\sqrt{(R^2+(\omega L)^2)}$

Den maksimale kortslutningsstrømmen kan beregnes som en funksjon av dempingen i kretsen. Disse beregningene kan gjerne illustreres vha K-faktoren. K-faktoren er definert som

$$\kappa = \frac{maksimal\ kortslutningsstrøm}{maksimal\ stasjonær\ strøm} = \frac{i_{\max}\left(\frac{R}{\omega L}\right)}{\sqrt{2}I} \tag{1.5}$$

For kraftsystemer i området 300-400kV er dempingen gjerne R/ωL≤0,1, som gir en K-faktor på K≥1,8 [Holen, 2006]

2.3.2 Feiltyper

Kortslutninger i kraftnettet kan arte seg på forskjellig vis, etter hva som er feilårsaken. Den vanligste feilen er tofase kortslutning eller kortslutning fase- jord. Disse kan ofte være forårsaket av at vegetasjon kommer i kontakt med linja, eller av fugler og dyr som får et ublidt endelikt. Når bare en eller to faser er med i feilen oppstår en usymmetri, som vil si at man får forskjellige feilstrømmer og spenninger i de forskjellige fasene. I motsatt fall har man, ved en trefaset kortslutning, en symmetrisk feil.

Usymmetriske feil medfører at analysene blir en god del tyngre enn for symmetriske feil. En metode er å bruke en trefaserepresentasjon av kraftsystemet, i stedet for en per-fase-representasjon. Dette kompliserer imidlertid problemet enormt. Den mest brukte metoden består av å innføre såkalte *symmetriske komponenter*. I et trefasesystem kan tre usymmetriske faser dekomponeres til tre symmetriske systemer med følgende benevning:

Positiv faserekkefølge: består av et symmetrisk system av vektorer som har samme faserekkefølge som de opprinnelige vektorene.

Negativ faserekkefølge: består av et symmetrisk system av vektorer som har motsatt faserekkefølge av de opprinnelige vektorene.

Nullsystemet: består av tre vektorer med lik lengde og vinkel.

Denne representasjonen gjør det mye enklere å foreta analyser opp mot usymmetriske feil. Imidlertid blir systemet utsatt for større belastninger ved trefasefeil. Normalt blir heller ikke det negative systemet og nullsystemet modellert i forbindelse med stabilitetsstudier [Kundur, 2006].

2.3.3 Utkobling av feil – vern

Fordi kortslutninger er en så stor belastning på komponentene i kraftsystemet er det viktig at de blir utkoblet så fort som mulig. Det finnes en rekke typer vern med ulike virkemåter avhengig av plassering i kraftsystemet og når vernet skal løses ut. Et nøkkelord i forbindelse med vern er selektivitet, dvs. at vern- systemet skal koble ut stedet der feilen ligger og ikke at omliggende deler av kraftsystemet skal bli så lite berørt som mulig. Dette for å sikre leveransen av kraft til så mange kunder som mulig selv i forbindelse med feil. Samtidig er det som sagt viktig at feilen kobles ut hurtig, og at andre vern tar over dersom det første vernet svikter. De fleste vernene er sammensatt av et relé som tar inn en eller flere variable via måleutstyr og en effektbryter. De vanligste relétypene er:

- Overstrømsrelé
- Over/underspenningsrelé
- Frekvensrelé
- Temperaturrelé
- Differensialrelé
- Retningsrelé

Valget av relétype avhenger av om vernet er primær- eller sekundærvern. Hvilket spenningsnivå vernet opererer på og hva slags utstyr vernet skal beskytte. [Holen, 2006]

2.3.4 Gjeninnkobling

Mange feil har den egenskapen at de er forbigående. Pr definisjon vil det si at feilen ikke medfører behov for andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av lyssignal eller resetting av datamaskin [Statnett, 2005]. Ofte vil feilen forsvinne I det vernet kobler ut. Altså kan linja raskt kobles inn igjen. Hurtig gjeninnkobling er fordelaktig da det bidrar til å stabilisere systemet etter feil og sørger for økt leveringssikkerhet til kunden. KtV [Statnett, KtV, 2006] angir at for alle overføringsenheter som betraktes som luftledninger skal gjeninnkobling startes. Imidlertid har man ingen garanti for at feilen faktisk er borte idet gjeninnkoblingen finner sted. Dersom systemet fortsatt er i en transient tilstand når man får gjeninnkobling mot feil, vil dette medføre en ytterligere belastning på komponentene.

For 300- 420kV kraftnett gjelder normalt følgende for gjeninnkobling:

Énfase feil: gjeninnkobling etter 0,9s. Dersom gjeninnkoblingen mislykkes kobles linja ut permanent innen 0,1s.

Trefase feil: varierende praksis. For linjene inn til Kårstø gjelder innkobling i en ende etter 0,4s, og innkobling i den andre enden etter ytterligere 0,5s. Dersom gjeninnkoblingen mislykkes kobles linja ut permanent etter 0,1s. [Ek #1, 2007]

Feil på luftlinjer forekommer mye oftere enn feil på kabler. Feil på kabler er imidlertid ofte av en mer alvorlig art. Av den grunn benyttes automatisk gjeninnkobling av kabler stort sett ikke. Reparasjonstiden av kabler er også mye større enn den for luftlinjer. [Statnett, Årsstatistikk feilanalyse, 2005]

2.3.5 Valg av feiltype

Den største belastningen på kraftsystemet kommer av trefase kortslutning. Denne kan altså betegnes som den dimensjonerende feilen. I og med at analyser opp mot asymmetriske feil også er mer komplisert enn mot symmetriske feil blir gjerne stabilitetsberegninger gjennomført kun med trefase kortslutning. Den feiltypen som blir benyttet i simuleringer i denne oppgaven blir derfor standardisert til 100ms trefase kortslutning.

2.4 Stabilitet

Stabilitet i et elkraftsystem kan defineres som systemets evne til å holde seg i et stabilt arbeidsområde under drift, og dets evne til å finne tilbake til et stabilt område etter at det har vært utsatt for en forstyrrelse. Tradisjonelt har det grunnleggende problemet innen stabilitet vært det å holde synkronmaskinene i systemet i synkronisme. I bunn og grunn handler det om at maskinene skal ha samme frekvens, og klare å finne tilbake til denne frekvensen etter en feil av en gitt størrelse. Innen denne grenen av stabilitet skiller man mellom småsignalstabilitet og transient stabilitet. Spenningsstabilitet er et annet problem innen kraftsystemer. Kort fortalt er dette systemets evne til å opprettholde stabile spenninger i en driftsituasjon og å gjenopprette spenningene etter en forstyrrelse.

Et forholdsvis nytt begrep innen stabilitet er langtidsstabilitet. Dette innebærer fenomener med en varighet lenger enn det typiske transiente forløp. Varigheten kan variere etter hvilket fenomen man ser på. Fra effektpendlinger mellom maskiner og trinning av transformatorer og andre spenningsregulerende funksjoner, til forsinkelser i dampsyklusen i termiske kraftverk. [Kundur, 2006]

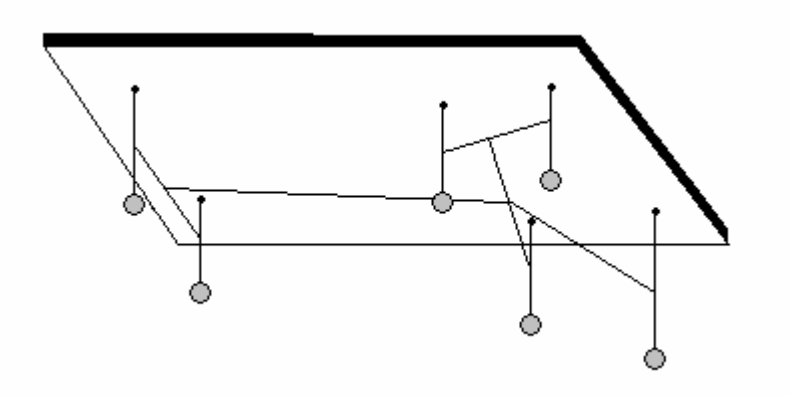
2.4.1 Småsignalstabilitet

Småsignalstabilitet omhandler systemets evne til å være stasjonært stabilt. Med andre ord om systemet holder seg i et arbeidspunkt under vanlig drift, og om det klarer å finne tilbake til arbeidspunktet etter små forstyrrelser. Med små forstyrrelser menes at endringene de medfører seg ikke er større enn at ligningene kan lineariseres uten at det innbærer for stor feilmargin. Typiske forstyrrelser er endring i last og/eller produksjon. Systemet beskrives av differensialligninger som settes på matriseform, såkalt tilstandsromform. En vanlig form for småsignalanalyse er å analysere denne tilstandsrom-matrisa ut fra dens egenverdier. Plasseringen av egenverdiene i det komplekse plan forteller om oppførselen til systemet. Imidlertid er det vanskelig å utføre egenverdibetraktninger i kraftsystemer når disse kommer opp i størrelsen til det Nordiske Kraftsystemet.

Det karakteristiske problemet innen småsignalstabiliteten er effektpendlinger. Disse kan være mellom en generator og resten av nettet, mellom noen generatorer innen et lite område eller mellom store grupper av generatorer i forskjellige områder. Den siste formen kalles globale problemer, og har to forskjellige former:

- Svingninger ved lav frekvens som involverer alle generatorer i nettet. Typisk vil nettet være ”delt” mellom to områder som svinger mot hverandre, med en frekvens i området 0,1-0,3 Hz.
- Undergrupper med generatorer som svinger mot hverandre med en noe høyere frekvens, i området 0,4-0,7 Hz.

Et typisk forløp i forbindelse med effektpendlinger kan være at et system i likevekt opplever en alvorlig feil, som fører til endrede forhold i nettet. Dette kan være for eksempel utfall av en generator eller utkobling av ei linje, som gjør systemet svakere [Kundur, 2006]. Figur 6 viser en mekanisk ekvivalent av rotorpendlinger. Kulene er festet i brettet og i hverandre med strikk. Dersom en svingning blir påført en kule vil den forplante seg til resten. Hvor elastisk strikken er kan ses på som ekvivalenten til hvor sterkt systemet er, og vil avgjøre hvor fort svingningene dempes ut. [Machowski, 1997]



Figur 6: Strikkmodellen: Mekanisk ekvivalent av rotorpendlinger i et flermaskinsystem

2.4.1.1 Tiltak mot effektpendlinger

Den automatiske spenningsregulatoren (AVR) regulerer klemmespenningen ved å regulere magnetiseringsstrømmen gitt av magnetiseringssystemet. Målesystemet tar inn strøm, effekt, klemmespenningen og frekvensen til generatoren. AVRen kan dempe rotorsvingninger både ved små og større forstyrrelser. Imidlertid kan den også bidra til å svekke stabiliteten i uheldige forhold. Typisk kan en hurtig AVR dempe rotorens første utsving ved en kortslutning, men forsterke de neste svingningene. Dette er avhengig av systemparametrene, de dynamiske egenskapene til AVRen og tidskonstanten til feltviklingen [Machowski, 1997]

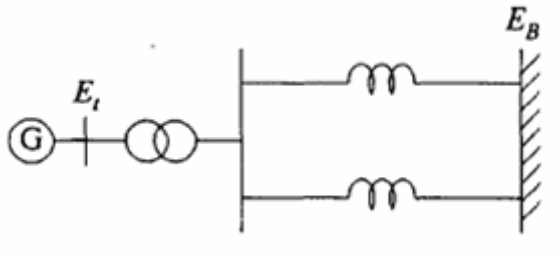
PSS-enheter (Power System Stabilizer) er virkemiddelet som brukes for å dempe elektromekaniske svingninger i elkraftsystemet. PSS-enheten gir inn et modulert signal til referansen til AVRen. Hensikten er å skape et elektrisk moment på generatoren som er proporsjonalt med hastigheten. [Rogers, 2000].

2.4.2 Transient stabilitet

Transient stabilitet defineres som systemets evne til å gjenopprette stabilitet etter en større forstyrrelse. Da gjerne i et annet arbeidspunkt enn det som var utgangspunktet før forstyrrelsen. I praksis snakker vi om systemets, eller maskinens evne til ikke å falle ut av synkronisme. Typiske feil vil være kortslutninger på kraftledninger og annet utstyr i

transmisjonssystemet og bortfall av store laster og/eller produksjonsenheter. Feilene medfører store utslag i vinkelen til maskinen, store endringer i lastflyten og store utslag i spenningene. Det ene vil ofte gå hånd i hånd med det andre. Det vil si at kortslutninger, som jo er en alvorlig feil i seg selv, gjerne kan føre til at generatorer blir koblet fra nettet, og medføre ytterligere påkjenninger på de resterende produksjonsenheter.

Figur 7 viser et mye brukt system for å beskrive transient stabilitet. Spenningen E_B er et stivt nett, med andre ord et punkt med konstant spenning og vinkel.

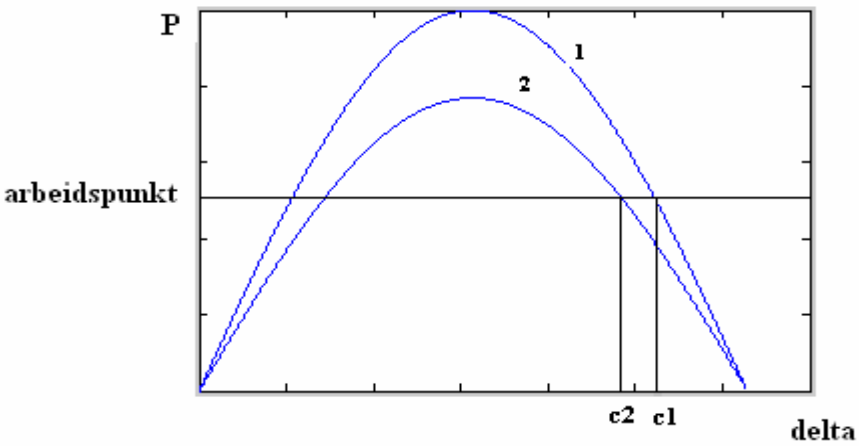


Figur 7: Synkronmaskin mot stivt nett

Effekten maskinen leverer til nettet kan, noe forenklet, uttrykkes ved ligningen

$$P_e = \frac{E' * E_B}{X_T} \sin \delta \tag{1.6}$$

hvor P_e er den elektriske effekten, E' er spenningen bak maskinens transiente reaktans, E_B er spenningen i nettet og X_T er summen av reaktansen mellom maskinen og nettet. Resistansen i nettet er neglisjert. Denne må være med for å få en god nok representasjon ved analyser. Ligning 1.6 gir en sinusformet effektkurve, som kurve 1 i Figur 8. Toppunktet i kurven vil være $P_{maks} = \frac{E' * E_B}{X_{tot}}$.



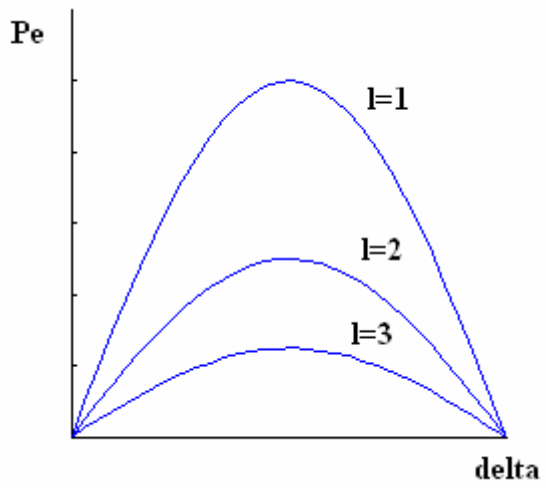
Figur 8: Effektkurve til synkronmaskinen

Polhjulsvinkelen, δ, vil normalt ligge på ca 30°. I stasjonær tilstand jobber den mekaniske effekten fra turbinen mot den elektriske effekten fra nettet, og når systemet er stabilt holdes vinkelen i arbeidspunktet.

Dersom man får en kortslutning i nærheten av feilen vil spenningen bli svært lav. Ligning 1.6 gir at vi da får $P_e \approx 0$. Den mekaniske effekten fra turbinen vil imidlertid holde seg konstant inntil turbinregulatoren klarer å reagere. Overskuddet av mekanisk effekt får maskinen til å ruse. Dersom feilen ikke blir utkoblet vil vinkelen bli for stor og maskinen vil snart falle ut av synkronisme. Systemet i Figur 7 har to parallelle linjer fra maskinen til det stive nettet. Dersom man får en kortslutning på den ene av linjene som fører til at den må kobles ut, vil reaktansen i systemet bli større. Ut fra ligning 1.6 ser vi at dette vil medføre et lavere toppunkt i P_e -grafen. Graf 2 i Figur 8 angir denne nye situasjonen. C1 angir den kritiske vinkelen for systemet med parallelle linjer, mens C2 angir den kritiske vinkelen for systemet med kun ei linje. Dette er en medvirkende årsak til at det er vanlig å operere med automatisk gjeninnkobling av linjer kort tid etter feil, i tillegg til å minske tap og bedre spenninger i systemet. En kan også legge merke til at hvor mye maskinen er belastet i utgangspunktet har mye å si for dens evne til å takle feil. Dersom maskinen kun kjøres på halv last vil arbeidspunktet i Figur 8 ligge lenger ned på effektkurven. Ved feil får man da et mindre akselererende moment og en lengre vei å gå langs effektgrafen før maskinen faller ut av synkronisme. [Faanes et al, 2004], [Machowski, 1997]

2.4.3 Nærhet og varighet av feil

Forløpet diskutert i forrige avsnitt, hvor $P_e \approx 0$ ved kortslutning er en forenkling av problemet, som faktisk gir et verre bilde av situasjonen enn hva som er virkeligheten. Spenningen vil i virkeligheten være bestemt av impedansen fra maskinen til kortslutningsstedet, og en eventuell overgangsmotstand. Det medfører at forskjellen mellom mekanisk effekt og elektrisk effekt blir mindre, og følgelig vil akselerasjonen ikke bli like stor. Dette sier oss at feilens nærhet til den aktuelle maskinen er viktig for om maskinen klarer å beholde synkronisme. Figur 9 viser forskjellige effektkurver for synkronmaskinen som kan oppstå ut fra forskjellig lengde fra maskinen til feilen. L=1 er det opprinnelige systemet, l=2 tilsvarer en feil som er nokså langt unna og l=3 tilsvarer en nærmere feil.



Figur 9: Effektkurve for synkronmaskinen med ulik lengde til feilen

Ettersom akselerasjonen blir lavere vil det ta lengre tid før vinkelen blir så stor at maskinen ikke kan hente seg inn igjen ved bortkobling av feilen. Altså tåler maskinen større varighet av en feil jo lengre unna den inntreffer. [Machowski, 1997] Tiden en feil kan ligge inne før det vil medføre tap av synkronisme kalles *critical clearing time*, eller kritisk bortkoblingstid.

Akselerasjonstiden kan finnes ved hjelp av svingeligningen (1.7):

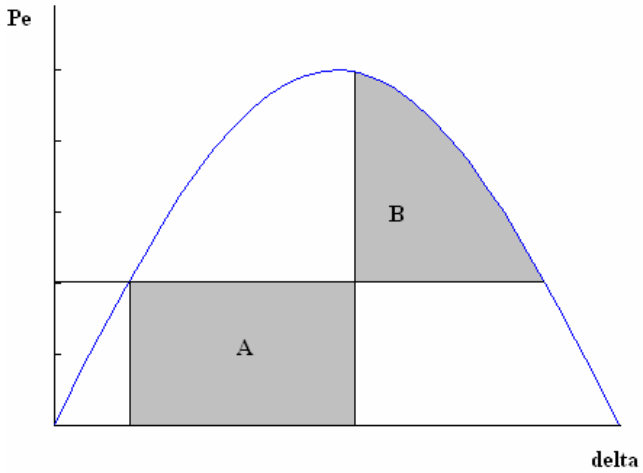
$$\begin{aligned} M\frac{d\Delta\omega}{dt} &= P_m - P_e - P_D = P_{acc} \\ \frac{d\delta}{dt} &= \Delta\omega \end{aligned} \tag{1.7}$$

Ut fra ligning 1.7 kan man finne en konstant for akselerasjonen, ε, ved sammenhengen:

$$\varepsilon = \frac{d^2\delta'}{dt^2} = \frac{P_m}{M} = konst. \tag{1.8}$$

som gir, med utgangsbetingelser $\delta'(t=0) = \delta'_0$ og $\Delta\omega(t=0) = 0$, vinkelens bane uttrykt som:

$$\delta' = \delta'_0 + \frac{\varepsilon t^2}{2} \quad eller \quad \Delta\delta' = \delta' - \delta'_0 = \frac{\varepsilon t^2}{2} \tag{1.9}$$

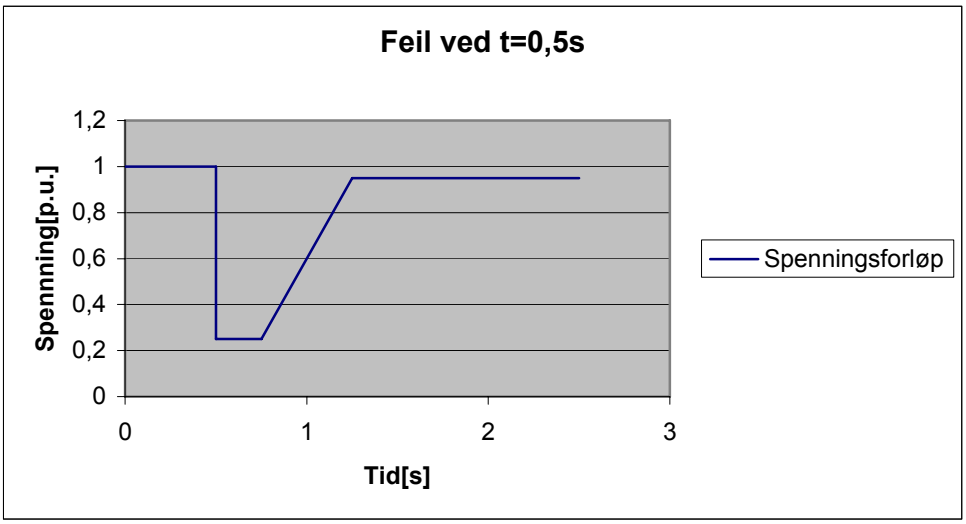


Figur 10: Akselerasjons- og deselerasjonsareal

Arealet A i Figur 10 tilsvarer akselerasjonen under kortslutningen og areal B deselerasjonen etter at kortslutningen er fjernet. Systemet er her tilbake til samme forhold som før feilen, og impedansen mellom maskin og feil ikke tatt med. For at maskinen ikke skal tape synkronisme må arealet B være større enn A. Her er feiltiden svært viktig. Ligning 1.9 viser at areal A er proporsjonal til feiltiden i andre. [Machowski, 1997]

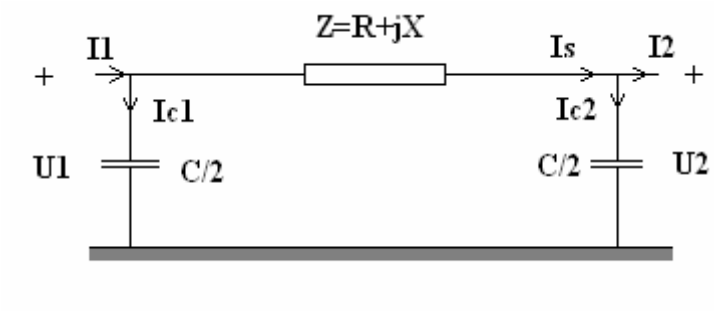
2.4.4 Spenningsstabilitet og feil

En viktig forutsetning for sikker drift av kraftsystemet er at spenningene kan opprettholdes under normal drift.. Likeledes er det viktig at spenningen kan gjenopprettes hurtig etter et feilforløp. VtA og NGC stiller krav til at generatorer skal tåle spenningsfall til 25% av merkespenning med en varighet på 0,25s, med påfølgende økning til 95% i løpet av 0,5s. Spenningsforløpet generatoren skal tåle er illustrert i Figur 11. Dersom man får en feil som fører til utfall av generatorer vil det ha en forverrende effekt, i og med at generatoren ikke lenger kan hjelpe til med å holde spenningen oppe. Man kan da i verste fall få kaskadering. Et problem i forbindelse med kortslutninger i nettet med påfølgende utkobling av linjer er at det kan forverre spenningsforholdene betraktelig. Ved utfall av linjer kan den nye nett-konstellasjonen gjøre at store laster befinner seg langt unna produksjonsenheter, noe som kan føre til økt tap og spenningsfall.



Figur 11: Spenningsforløp generatorer skal tåle uten å trippe

Spenningsfallet over ei linje er avhengig av lengden på linja, type linje og dessuten belastning. Figur 12 viser et perfase-diagram over impedansen forbundet med ei linje.



Figur 12: Kapasitans og induktans i linjer

Impedansen Z medfører aktive og reaktive tap i linja, som fører til spenningsfall. Uten linjekapasitansen ville forholdet vært i henhold til ligning 1.10.

$$U2 = U1 - Z * Is \tag{1.10}$$

Imidlertid bidrar kapasitansene til å heve spenningen, ved at de bidrar med reaktiv effekt. Strømmen gjennom kapasitansen er avhengig av spenningen fra linja til jord, i henhold til ligning 1.11.

$$\begin{aligned} Ic1 &= j\omega \frac{C}{2} U1 \\ Ic2 &= j\omega \frac{C}{2} U2 \end{aligned} \tag{1.11}$$

Bidraget av reaktiv effekt fra kapasitansen ved U2 er gitt av ligning 1.12

$$Q_{c2} = U_2 * I_{c2} \tag{1.12}$$

og spenningsfallet over linja blir dermed i henhold til ligning 1.13

$$\Delta U = \frac{1}{U2}\left(P_2 R + \left(Q_2 - Q_{c2}\right) X\right) \tag{1.13}$$

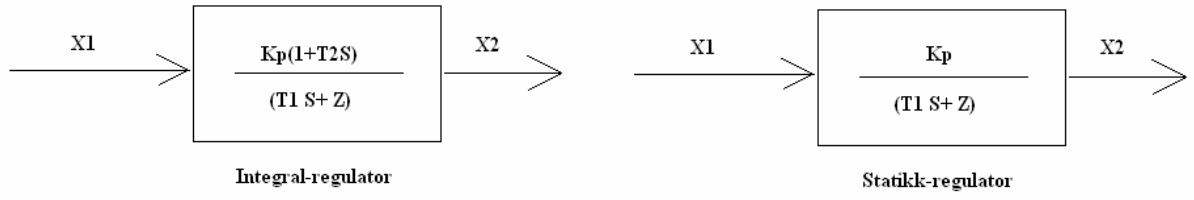
Ut fra dette ser vi at spenningsnivået, kapasitansen og belastningen er av stor betydning for spenningsfallet over linja. I det hele tatt øker det reaktive tapet jo høyere belastningen er, mens bidraget av reaktiv effekt avhenger av spenningen. Spenningen vil ligge i området rundt 1p.u. uavhengig av belastningen. Dersom det går lite effekt i linja kan man få den situasjonen at linja blir netto bidragsyter av reaktiv effekt. Høyspenningskabler har så stor kapasitans mot omgivelsene at de stort sett alltid opererer som netto bidragsyter. I lavlastsituasjoner er det gjerne et problem at de bidrar med for mye reaktiv effekt, slik at spenningen blir for høy. [Holen, 2006]

Som nevnt tidligere skjer feil på kabler med tilhørende utstyr mye sjeldnere enn på luftlinjer [Statnett, *Årsstatistikk feilanalyse*, 2005]. Imidlertid er kabelfeil så godt som aldri forbigående. Å få koblet ut en kabel vil fort føre til ekstra spenningsfall pga at man mister reaktiv støtte, i tillegg til at andre linjer blir høyere belastet og får økt tap og spenningsfall. Den tapte reaktive effekten må gjerne dekkes opp av synkrongeneratorer, foruten kondensatorbatterier og SVC-anlegg.

Det stilles krav til reaktiv ytelse og den reaktive responsen til synkronmaskiner. I forbindelse med driftsforstyrrelser skal generatoren kunne yte ”omtrent like stor reaktiv effekt som merkeeffekt” i 10s ved 70 % av merkespenning [Statnett, *VtA*, 2005]. Videre skal magnetiseringsutrustningen kunne gi 200 % av merkespenning og tåle 200 % av merkestrøm. Helst skal dette kunne opprettholdes i 10s, men vanlig praksis er 1,5s. I det hele tatt skal magnetiseringsutrustningen være dimensjonert for trefase kortslutning på statorklemmene fra 120 % av magnetiseringsstrøm i merkedrift ved 5 % overmagnetisering. [Statnett, *SMD*, 2004]

2.4.5 Turbinregulatorer

Det er to forskjellige typer regulatorer som benyttes i kraftproduksjonssammenheng. Den ene er stasjonær integral -typen, eller integral-typen (eng.: isochronous). Den andre er stasjonær proporsjonal -typen, eller statikk-regulator (eng.: droop). Et prinsipielt blokkdiagram for hver av regulatortypene er vist i Figur 13.



Figur 13: Blokkdiagram for hhv integral- og statikkregulator

Turbinregulatorene har hastigheten til maskinen som inngangssignal, pluss en hastighets-referanse. Hastigheten har negativt fortegn. X1 i figuren vil altså tilsvare hastighetsendringen. X2 tilsvarer effekten ut fra maskinen som funksjon av avviket.

Integralregulatoren vil regulere inn hastigheten helt til det stasjonære avviket fra referansen er null.

Statikkregulatoren godtar et avvik fra referansen. Utsignalet er omvendt proporsjonalt med inn- signalet. Regulatorens *statikk,* ofte angitt som δ_p angir hvor mye utgangssignalet skal variere i forhold til inngangssignalet. Dette forholdet kalles *regulerstyrken*. Denne er uttrykt som

$$\lambda_{pabs} = -\frac{\Delta P_{abs}}{\Delta f} = -\frac{\Delta P_{epu}}{\Delta \Omega_a} * \frac{P_{ref}}{f_{ref}} = \frac{1}{\delta_p} * \frac{P_{ref}}{f_{ref}} [MW / Hz] \tag{1.14}$$

Regulerstyrken i p.u. er altså den inverse av δ_p. VtA angir at statikken skal være stillbar fra 2 til 8 %. Regulerstyrken tilsvarer Kp i Figur 13. Denne kan altså variere mellom 1/0,02 og 1/0,08, dvs. hhv 50 og 12,5.

I praksis må bare statikkregulatorer benyttes i systemer med flere maskiner. Dette på grunn av at små unøyaktigheter og forsinkelser maskinene imellom, ved bruk av integralregulatorer, vil føre til at de blir stående og regulere mot hverandre kontinuerlig, og skape ustabilitet. [Faanes et al, 2004]

2.4.6 Magnetiseringssystemet

Magnetiseringssystemet regulerer feltspenningen, og dermed feltstrømmen, i generatoren. Den automatiske spenningsreguleringen er forklart i avsnitt 2.4.1.1. Det finnes statiske og roterende magnetiseringssystemer. Roterende vil si at magnetiseringsstrømmen blir produsert av enten DC-generatorer eller AC-generatorer med likerettere. Statisk vil si at magnetiseringsstrømmen blir gitt av nettet via en transformator og likeretter. Denne konstellasjonen krever bruk av sleperinger. Ifølge VtA skal alle kraftverk over 25MVA være

utstyrt med statisk magnetiseringsutrustning, for å oppnå tilstrekkelig demping med dempetilsats. [Machowski, 1997]

Ved fall i spenningen, for eksempel i forbindelse med feil, vil magnetiseringssystemet pga AVRen forsøke å holde spenningen oppe ved å øke feltspenningen for å øke den reaktive effekten. Begrensninger på magnetiseringsstrøm og -spenning settes pga termiske begrensninger på felt- og armaturviklinger. Det er vanlig å utnytte dette ved å tillate inntil 230 % feltstrøm og feltspenning i en kort periode etter en forstyrrelse, for siden å begrense den for å unngå overoppheting. Tabell 1 viser en vanlig begrensningskarakteristikk. [Cigré, 1992]

Tabell 1: Grenser for felt- og armaturstrøm i forhold til tid etter forstyrrelse

Tid [s]	10	30	60	120
Armaturstrøm [%]	226	154	130	116
Feltstrøm [%]	208	146	125	112

Kravet i VtA er imidlertid at magnetiseringsutrustningen skal tåle 200 % merkestrøm og -spenning. Dette er ikke oppfylt ved kraftverket på Kårstø, hvor grensene ligger på 189 % for feltspenningen og 159 % for feltstrømmen.

2.4.7 Roterende masse

Det er lett å forestille seg at et tungt belastet system er mer sårbart enn et system som går i lavlast. Imidlertid vil et lavt belastet system som regel medføre at mange maskiner er utkoblet, heller enn å splitte opp produksjonen og produsere ved lavere virkningsgrader. Dette går utover den såkalte roterende massen i systemet. Denne er nært knyttet sammen med regulerstyrken til systemet. Ved en endring i produksjon eller forbruk vil hver enkelt maskin tilpasse produksjonen ifølge den innstilte statikken. Dersom man har få maskiner vil hver enhet måtte bidra med en større andel av endringen enn om man har flere. Dersom alle maskinene arbeider nær maks produksjon kan man komme i den ekstreme situasjon at et effektunderskudd må dekkes opp av frekvensavhengigheten til lastene. [Machowski, 1997]

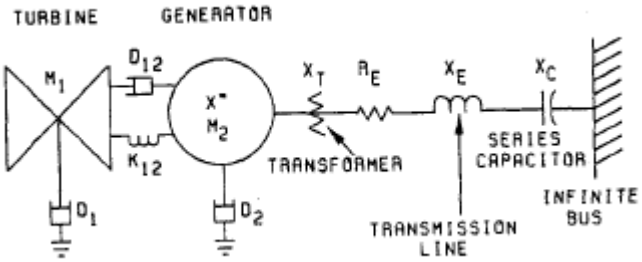
Fall i frekvensen er enda mer dramatisk i forbindelse med gasskraftverk, ikke minst kombinerte kraftverk. Siden kompressoren sitter på akslingen, gjør fall i frekvensen at hastigheten og ytelsen går ned, som direkte fører til at ytelsen til turbinen synker. Spesielt utsatt er man dersom kraftverket går på full produksjon og man ikke kan skru opp mer effekt for å øke frekvensen igjen. I kraftsystemer dominert av termisk kraft kan man risikere å få frekvenskollaps, som følge av at kraftverkene ikke klarer å hente seg inn i tide. Tester viser at et kritisk fall i frekvensen kan være så lite som til 0,97p.u., eller 48,5Hz, dersom maskinen går på full produksjon. [Kakimoto, Baba, 2003], [Machowski, 1997]

2.4.8 Subsynkron resonans

Subsynkron resonans er et fenomen som opptrer i kraftsystemer, som kan ha alvorlige følger. I Norge har man stort sett vært forskånet fra dette problemet, da det først og fremst rammer termiske kraftverk. Fenomenet innebærer at det oppstår momenter på turbin-generator-akslingen ved lavere frekvenser enn synkronfrekvensen (subsynkront), noe som fører til slitasje på og i verste fall havari av akslingen. Termiske kraftverk er mer utsatt enn vannkraftverk blant annet fordi de forskjellige dampturbinene gjør at akslingen blir svært lang. Et combined-cycle-kraftverk vil ha en enda lengre aksling enn et konvensjonelt termisk kraftverk, og det er derfor viktig å være obs på problemet her også.

2.4.8.1 Seriekompensert nett

Elektriske forstyrrelser i nettet fører til at det begynner å gå trefasestrømmer i statoren ved frekvenser lavere enn nettfrekvensen. Disse strømmene induserer strømmer i rotoren. Det magnetiske feltet med subsynkron hastighet i statoren og det magnetiske feltet med synkron hastighet i rotoren, indusert av DC-spenning, utvikler et moment. Dette momentet vil ha en frekvens f_m som er lik synkronfrekvensen minus den subsynkrone frekvensen, se ligning (1.16) [IEEE committee report, 1992]



Figur 14: Seriekompensert linje mot et turbin-generator-system

Hovedsakelig forårsakes subsynkron resonans av at et seriekompensert nett hvor man får resonans med turbin-generator-systemet. En forenklet figur av et slikt nett kan ses i Figur 14. Impedansene i kretsen resulterer i en naturlig elektrisk frekvens gitt av ligning (1.15). Generelt vil kraftsystemet være atskillig mer komplekst enn det i Figur 14, noe som vil føre til flere naturlige frekvenser.

$$f_{er} = f_0 \sqrt{\frac{X_c}{(X'' + X_E + X_T)}} \tag{1.15}$$

$$f_m = f_0 - f_{er} \tag{1.16}$$

Man skiller mellom tre forskjellige typer subsynkron resonans som kan oppstå i seriekompenserte nett: Asynkron-generator-virkning, vridnings-utveksling (torsional interaction) og moment-forsterkning (torque amplification).

Asynkron-generator-virkning oppstår på grunn av at rotorresistansen sett fra statorterminalene er negativ for subsynkrone strømmer. Dette kommer av at rotoren går raskere enn det magnetiske feltet produsert av de subsynkrone statorstrømmene. Dersom summen av den negative resistansen, resistansen i statorviklingene og resistansen i nettet blir negativ blir systemet selvmagnetiserende, noe som gjerne vil føre til svært høye spenninger og strømmer.

Vridnings-utveksling oppstår når den naturlige elektriske frekvensen er i nærheten av egenfrekvensen til det mekaniske systemet. Denne egenfrekvensen for systemet i Figur 14 er gitt av ligning (1.17). Det er sett bort fra dempingen.

$$f_n = \sqrt{\frac{K_{12}}{\frac{M_1 * M_2}{M_1 + M_2}}} \tag{1.17}$$

Når frekvensen

$$f_{en} = f_0 - f_n \tag{1.18}$$

er i nærheten av frekvensen f_{er} produserer statorstrømmene et magnetisk felt i en slik fase at det resulterende momentet forsterker rotorsvingningene, noe som kan føre til stående eller voksende svingninger.

Moment-forsterkning er nært beslektet med vridnings-utveksling. Større forstyrrelser i systemet fører til et elektromagnetisk moment som svinger med frekvens f_m. Dersom f_m er i nærheten av f_n kan de resulterende momentene på akslingen bli mye større enn hva de ville blitt etter en trefase kortslutning i et nett uten seriekompensering. [IEEE committee report, 1992]

2.4.8.2 Andre kilder til subsynkron resonans

I Norge er ikke seriekompensering spesielt utbredt, og man kan derfor for en stor del se bort fra denne kilden til subsynkron resonans. I kraftsystemutredningen for sentralnettet [Statnett, 2006] slår Statnett fast at det vil bli lagt vekt på å øke den mulige utnyttelsen av eksisterende system. Dette blant annet ved bruk av ”kondensatorbatterier og lignende”, som kan innebære økt bruk av seriekompensering. I det tilfelle bør man være obs på at problemer med subsynkron resonans kan oppstå. Imidlertid kan man nok si at problemet er lite i det norske kraftsystemet.

I tillegg til seriekompensering har man sett at subsynkrone svingninger har oppstått som en følge av påvirkning fra andre komponenter i kraftsystemet. Aktuelle kilder kan være HVDC-omformere, stabilisatorer (PSS-enheter), SVC-anlegg og frekvensomformere. Høyhastighets turbinregulatorer kan også være en kilde til subsynkrone svingninger. Grunnen til at kraftelektronikk-komponentene kan bidra er at de i gitte situasjoner, avhengig av styresystemet, kan oppføre seg som en negativ resistans i forskjellige frekvensområder. Blant annet i subsynkrone frekvenser [Harnefors, 2007] Aluminiumsverkene på Karmøy og Husnes, i nærheten av Kårstø, benytter thyristorlikerettere i en del av prosessen [Ek #2, 2007]. Usymmetriske feil kan også være en kilde til subsynkron resonans. [Faried, 2000]

For å unngå problemet med subsynkron resonans bør det utføres analyser med henblikk på dette. Egenfrekvensene til turbin-generator-systemet vil typisk være i området 10-40Hz for en 3000rpm. 50Hz generator, som finnes på Kårstø. [Machowski, 1997] Analyser kan utføres for å finne ut om noen av de naturlige frekvensene til det elektriske systemet befinner seg i dette området. Det er to måter å analysere frekvensområdet på. Den ene er vha egenverdibetraktninger, men størrelsen på det nordiske kraftsystemet gjør slike beregninger vanskelig. En alternativ metode er såkalt frekvensscanning. Denne oppgaven går ikke nærmere inn på slike analyser.

3 Simulering

Simuleringsprogrammet som er benyttet er PSS/E, som er et program for simulering av lastflyt og dynamisk forløp i kraftsystemet. Programmet er utviklet av Power Technologies International, som er et selskap innen Siemens Power Transmission & Distribution, Inc. PSS/E brukes av Statnett for simuleringer i kraftsystemet. Systemoperatørene har i fellesskap laget en modell av det nordiske kraftsystemet. I modellen som er brukt i forbindelse med denne oppgaven er kraftnettet på sør- øst- og vestlandet nøye modellert, mens områdene nordover fra Midt-Norge og østover fra Sverige er representert med ekvivalenter. Da oppgaven går spesifikt på situasjonen lokalt i forbindelse med gasskraftverket på Kårstø, og ikke på kraftsystemet som helhet anses denne forenklingen til å ha så godt som ingen innvirkning på resultatet.

3.1 PSS/E

3.1.1 Lastflyt

Programpakken PSS/E består hovedsaklig av to deler. Lastflytdelen av programmet beregner spenninger og spenningsvinkler, aktiv og reaktiv effektflyt og -tap ved hjelp av lastflyt-ligningene. Kraftsystemet er bygget opp av samleskinner med laster, produksjonsenheter og kompenseringsanlegg, med overføringslinjer og transformatorer som forbinder de ulike elementene. Samleskinnene kan defineres med fire forskjellige egenskaper:

1: Last -samleskinne
2: Generator- eller kraftverksamleskinne - PV eller PQ
3: Svingmaskin
(4): Utkoblet samleskinne

Kun en av samleskinnene kan ha egenskap av å være svingmaskin. Hver samleskinne må defineres med en referansespenning. Lastflytdelen benyttes for å se på kraftsystemet under stasjonære forhold. Dynamiske elementer som generatorer og motorer blir derfor kun modellert som kilder og sluk til aktiv og reaktiv effekt. Generatorer modelleres med maks og min aktiv og reaktiv effekt, produksjon av aktiv effekt og spenning eller reaktiv effekt etter om det er PV- eller PQ -samleskinne. I tillegg trengs merkeeffekten, den synkrone og den transiente reaktansen og resistansen i generatoren. Laster modelleres med konstant MVA, strøm, eller admittans, eller en sammensetning av de tre. Linjer modelleres med resistans, reaktans, susceptans og lengde, i tillegg til at belastningsgrensen i MVA kan legges inn. Trafoer defineres med tilhørende spenninger, reaktans, resistans, merkeeffekt, eventuelle faseskift og hvilken samleskinne som styrer spenningen. Det henvises til dokumentasjonen for PSS/E for videre detaljer med hensyn på modellering i lastflytprogrammet.

Tabell 2: Fordeling av konstant strøm, admittans og effekt i laster

	Aktiv [%]	Reaktiv [%]
Konstant strøm	40	0
Konstant admittans	40	100
Konstant effekt	20	0

Data fra lastflytprogrammet danner grunnlaget for dynamisk simulering. For at dynamisk analyse skal kunne gjennomføres må laster og generatorer ”konverteres”. Dette innebærer at laster gjøres om til konstant admittans, konstant strøm og konstant effekt i ønsket grad for aktiv og reaktiv del. Vanlig inndeling av lastene kan sees i Tabell 2. Generatorene tar inn parametrene MBASE (Sn, MVA), ZSORCE (maskinimpedans, p.u. med ref. MBASE), XTRAN (evt. transformatorimpedans, i p.u. med ref. MBASE) og GENTAP (transformator viklingstall). ZSORCE må angis som den subtransiente reaktansen for generatorer med dynamiske modeller som benytter denne og den transiente reaktansen for generatorer med dynamiske modeller som benytter denne. Etter konverteringen tilpasses matrisene til det den dynamiske delen av programmet vha av kommandoene ORDR, FACT og TYSL, i nevnte rekkefølge. Når dette er gjort kan filen lagres. Det er viktig at filen blir gitt et nytt navn, slik at den opprinnelige lastflytfilen ikke bli overlagret. Konverteringen er irreversibel, og filen kan ikke brukes til videre lastflytanalyser når den er konvertert. For nøyere gjennomgang av prosedyrene henvises det til [Dokumentasjon PSS/E, 2006].

3.1.2 Dynamisk analyse

Dynamisk analyse benyttes, som navnet antyder, for å analysere kraftsystemet ut fra dets dynamiske oppførsel. Dynamiske forløp kan skyldes feil i kraftsystemet, men også normal utkobling og innkobling av last og produksjon, inn- og utkobling av linjer og kabler i forbindelse med vedlikeholdsoperasjoner og lignende. Dynamiske analyser utføres vha matematiske modeller av komponenter i kraftsystemet som har et dynamisk forløp. Komponentene er modellert ut fra differensialligninger som beskriver deres oppførsel ved endringer i systemet. Alle modellene tar inn ett eller flere inngangssignaler og har et ligningssett og forhåndbestemte parametere som gir en utgangsverdi. Programmerings-språkene som benyttes er Fortran eller Flecs.

Den dynamiske delen av PSS/E er et frittstående program i forhold til lastflytdelen. Ikke desto mindre benytter den lastflytdata som utgangspunkt for de dynamiske analysene. Etter at man har åpnet programmet velger man LOFL (load flow) for å velge hvilken lastflyt som skal være utgangspunkt for videre simulering. Deretter velger man funksjonen FACT/RTRN, som dekomponerer admittansmatrisen og gjør klar til dynamisk simulering. [Dokumentasjon, PSS/E, 2006]

For å få så nøyaktige resultater som mulig er det viktig at de dynamiske modellene reflekterer virkeligheten tilstrekkelig. PSS/E inneholder et bibliotek med et rikt utvalg av predefinerte modeller, som bare trenger å få lagt inn parameterverdier. Det er selvsagt også viktig å finne riktige parameterverdier. Disse modellene må ligge i en fil med endelsen *.dyr.* Modellene må allokeres til hvilken samleskinne de hører til, og hvilken enhet ved samleskinnen de tilhører. Det er også mulig å lage egne modeller i Fortran eller Flecs -kode. Programmene for disse kodene må legges inn i egne filer, og filene må kompileres før de kan brukes sammen med de andre modellene. Også de egendefinerte modellene må allokeres og gies parameterverdier i *.dyr* -fila.

.dyr -fila lastes inn ved å gå til *file → input → read dynamics file*. Dersom modellen inneholder brukerdefinerte modeller må disse kompileres ved dette punktet i prosessen. Etter innlasting av de dynamiske dataene må prosessen initialiseres. Dette gjøres ved kommandoen STRT. Denne beregner initialverdiene til variablene i modellene ut fra parameterverdiene og grensebetingelsene ved samleskinnen den er allokert til fra lastflytdataene. Når STRT – funksjonen er ferdig med å kjøre vil man gjerne få beskjeden ”initial conditions check o.k.”. Dersom man ikke får denne beskjeden kan det innebære at:

- Variabler i modellen hentet fra lastflytdata er initialisert utenfor grenseverdier.
- Tilstandsvariabler har en høy forsterkning og liten tidskonstant. Dette kan være akseptabelt dersom den deriverte er liten i forhold til tilstandsvariabelen.
- Noen data ikke er skikkelig spesifisert.

Dersom man har mange eller store feil i initialtilstandene har man ikke en stabil case som utgangspunkt for videre simulering. Det kan da være nødvendig å gå tilbake til lastflytprogrammet og rette opp der for å oppnå bedre initialbetingelser.

Ved et tidspunkt underveis i prosessen må det spesifiseres hvilke kanaler som skal skrives til ut -fila. Dette gjøres ved kommandoen CHAN.

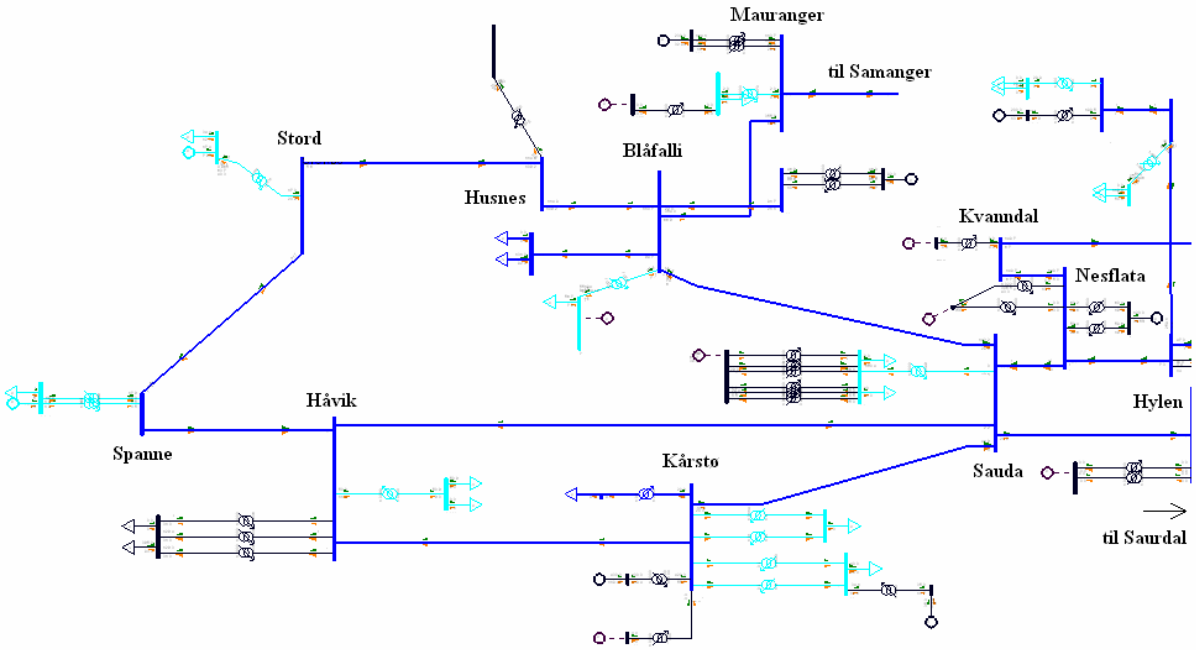
Etter at STRT er gjennomført startes simuleringen med kommandoen RUN. Det er mulig å se opptil 6 kanaler plottet på skjermen mens simuleringen finner sted. Dersom man har noe ustabile tilstandsvariable kan det være en fordel å kjøre en liten stund uten forstyrrelser først. Eventuelle transiente forløp vil ofte dempes ut. Etter en gitt tid stoppes simuleringen. Man kan da legge inn feil og forstyrrelser. Hvor lenge en eventuell feil skal ligge inne bestemmes fra RUN -menyen. Når tiden feilen skal ligge inne har gått må feilen kobles ut, sammen med eventuelle tiltak, før det videre forløpet kan simuleres.

De kanalene som ble valgt ved funksjonen CHAN skrives til ut -fila. PSS/E har et eget plotteprogram, PSSPLT, hvor man kan plotte grafer mot hverandre. Det er også mulig å benytte for eksempel Matlab eller Excel.

3.2 Modellen

Lastflytmodellen som er benyttet er skaffet til veie av Statnett. Sør-Norge er modellert i detalj nord til Sognefjorden og Vinstra/Vågamo -området. Nettet lenger nord og det øvrige nordiske kraftsystemet i Sverige, Danmark og Finland er modellert ved hjelp av ekvivalenter. Modellen er opprinnelig brukt til å analysere opp mot NorNed -kabelen til Nederland. Denne terminalen er fjernet for bruk i denne oppgaven. Tilgangen til datamodellen er begrenset. Olav Fosso ved Institutt for Elkraftteknikk, NTNU, har tilgang til modellene som er benyttet.

Lastflytsituasjonen som er benyttet er en typisk lettlastsituasjon, med eksport av ca 1200MW til Sverige over Haslesnittet. Fra Sør-Norge går det også ca 160MW nordover mot ekvivalentene. Flere generatorer og laster er koblet ut i området. Den lave belastningen gjør at spenningene i utgangspunktet er forholdsvis høye. Lastflytdata for området Sunnhordland og Nord-Rogaland finnes i vedlegg 1.1. Figur 15 viser enlinjeskjema over området Sunnhordland og Nord-Rogaland. Fra Hylen går 425MW til regionene Liastøl og Saurdal. Fra Kvanndal går ca 150MW til Kjela region, mens det ved Mauranger går ca 130MW inn i området fra region Samanger.



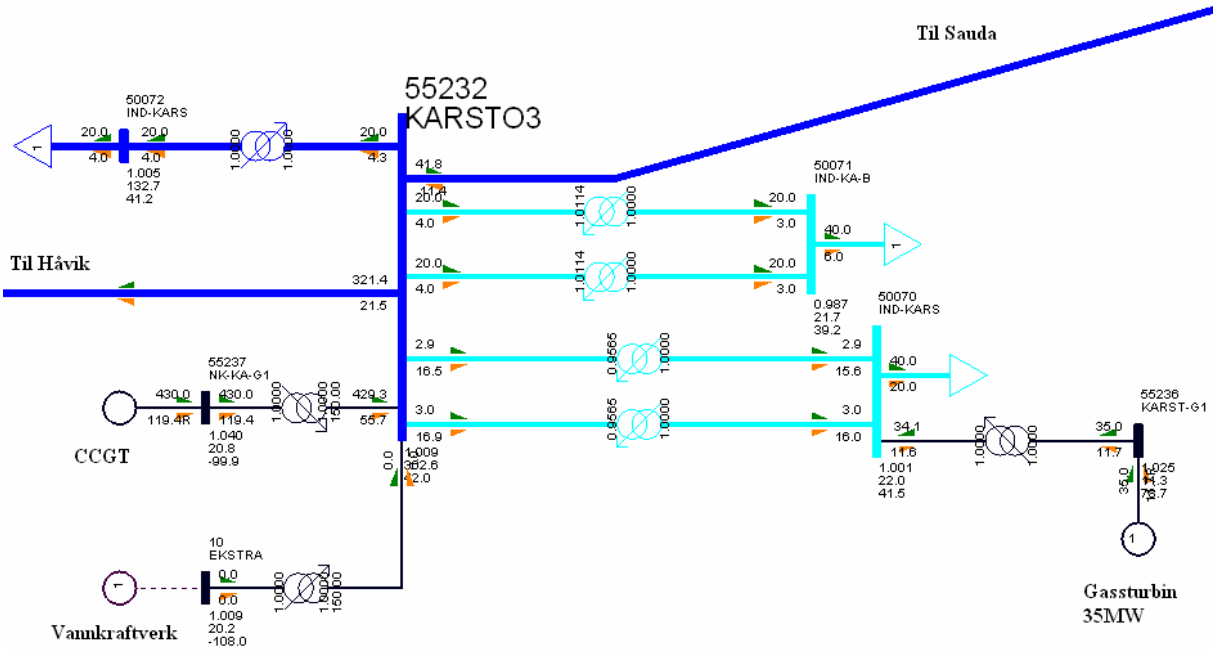
Figur 15: Sunnhordland og Nord-Rogaland

Kommentar til figuren: Mørkeblå farge angir et spenningsnivå mellom 130kV til og med 300kV, turkis fra 20kV til og med 66kV og svart farge angir opp til og med 20kV.

3.2.1 Tilpasning av lastflytmodellen

Gasskraftverket er koblet til 300kV-samleskinna på Kårstø. Generatoren har ei klemmespenning på 20kV. Transformatoren som ligger mellom kraftverket og 300kV-samleskinna er ΔY -koblet, med jordet nullpunkt på 300kV-sida. med en merkeeffekt på

520MVA. Reaktansen er satt til 18 %. Pga ΔY -koblinga legges det inn faseskift på 150° fra 300kV -sida til 20kV -sida. Fra kraftverket til samleskinna går det i virkeligheten en kabel på 1,3km. Dette strekket er neglisjert i modellen. Generatoren er angitt til å ha en merkeeffekt på 520MVA. Ved cosφ=0,86 gir dette 447MW og 265MVA, hhv Pmaks og Qmaks. Pmin=0. Qmin er satt til -190MVAr. Garantikravet for kraftverket er at det skal kunne bidra med 417MW inn til 300kV-samleskinna. Ved bestpunkt er turbinen i stand til å yte 418MW. VtA angir at transformatoren skal kunne overlastes til 140 %. Dette kravet etterkommes ikke, med den begrunnelse at turbinen ikke er i stand til å gi denne effekten, slik at den overlasten umulig kan inntreffe. Figur 16 viser enlinjeskjema over anlegget på Kårstø. Statnett har stått for modelleringen av gasskraftverket.



Figur 16: Kårstø

Det skal foretas simuleringer for å sammenligne responsen til gasskraftverket med responsen til et vannkraftverk. For at utgangspunktet skal bli mest mulig likt legges det til et vannkraftverk på samme sted som gasskraftverket. For enkelthets skyld er et allerede eksisterende vannkraftverk av omtrent samme størrelse som gasskraftverket lagt til. Denne forenklingen skyldes først og fremst at det vil være vanskelig å finne verdier i forbindelse med dynamisk modellering av et tenkt kraftverk.

Vannkraftverket som er lagt til modellen er identisk med en modell av Svartisen kraftverk. Dette kraftverket er ikke med i modellen som er utgangspunkt for simuleringene, da det ligger nord for det nøyaktig modellerte området. Data for kraftverket er hentet fra modellen som ble brukt til simuleringer høsten 2006 i forbindelse med prosjektet ”Gasskraftverk Kårstø” [Vestrum, 2006]. Denne modellen ble skaffet til veie gjennom Sintef Energiforskning AS.

Svartisen kraftverk er et av de største vannkraftverkene i Norge. Merkeeffekten ligger på 410MVA. Maksimal aktiv effekt Pmaks = 380MW og maksimal reaktiv effekt Qmaks = 150MVAr. Qmin = -100MVAr. Det er verdt å merke seg at maks ytelse fra generatoren er hele 67MW mindre enn for gasskraftverket, selv om forskjellen i virkeligheten er mindre pga gassturbinens begrensning. Transformatoren har en merkeeffekt på 378MVA/fase, reaktans på 18 % og resistans på 0,565 %.

3.2.2 Dynamisk modell

Statnett står for de dynamiske modellene av de forskjellige komponentene i gasskraftverket. Unntaket er turbinregulatormodellen ved navn URCSCT. For en nøye gjennomgang av modelleringen av URCSCT -modellen og de andre modellene henvises det til [Vestrum, 2006] og [Dokumentasjon PSS/E, 2006]. Her finnes også parameterverdier for URCSCT-modellen. Det kan nevnes at dataene som hører til modellene delvis er begrenset for offentliggjøring. Dette gjelder data for PSS -enheten, magnetiseringsutrustningen, generatoren og en enkel modell av en turbinregulator.

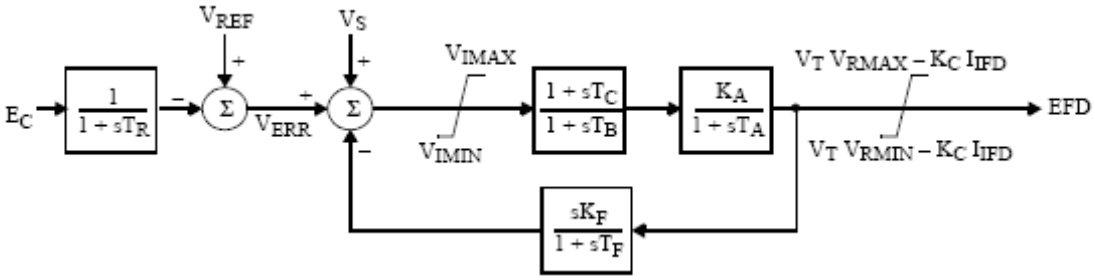
3.3 Kommentarer til modellene

3.3.1 Turbinregulatoren

Modellen til turbinregulatoren ble opprinnelig gitt av Statnett. Her ble det imidlertid kun benyttet en relativt enkel modell, GAST, som i utgangspunktet er beregnet på kun gassturbiner. [Vestrum, 2006] omhandler blant annet problematikken rundt modellering av et kombinert kraftverk i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk. Et viktig punkt er hvordan dampturbinen i det kombinerte kraftverket påvirker kontrollen av effektproduksjonen. URCSCT -modellen kobler sammen to standardmodeller i PSS/E – gassturbinmodellen GAST2 og dampturbinmodellen IEEEG1. Effektproduksjonen er fordelt med ca 2/3 på gassturbinen og 1/3 på dampturbinen. I tillegg tar modellen hensyn til at man vil få ulike virkningsgrader og ulik fordeling etter hvor høy produksjonen i kraftverket er. Problemet med dampturbinen går først og fremst på at de store tidskonstantene i forbindelse med produksjon, transport og reheating av dampen gjør reguleringen av denne mye langsommere enn gassturbinen.

3.3.2 Magnetiseringsutrustningen

Modellen som er benyttet for å representere magnetiseringsutrustningen i gasskraftverket er en standard PSS/E-modell ved navn EXST1. Blokkdiagrammet til modellen er vist i Figur 17.



Figur 17: Blokkdiagram over magnetiseringssystem type EXST1

For vannkraftverket er det benyttet en brukerdefinert modell ved navn NOREX1.

4 Simuleringer

Det er foretatt simuleringer for å fastslå kraftverkets dynamiske respons ved ulike feilforløp, og for å analysere forholdene i de nærliggende områdene i nettet i forbindelse med feil. Standardfeilen som er brukt i simuleringene er trefase kortslutning med null resistans. Se diskusjon i avsnitt 2.3.2 feiltyper. Kritisk bortkoblingstid for feil er funnet. Det er også foretatt simuleringer med og uten automatisk gjeninnkobling, og også med automatisk gjeninnkobling mot feil. For å analysere kraftverkets respons ved frekvensendringer er det foretatt bortkobling av last for å se på frekvensøkning og bortkobling av produksjon for å se på frekvensfall.

Foruten å analysere kraftverkets respons er det et poeng å sammenligne gasskraftverkets respons med den til et vanlig vannkraftverk. Der det er aktuelt har simuleringene blitt foretatt med både gasskraftverk og vannkraftverk. I forbindelse med turbinregulatorrespons, spesielt ved bortkobling av last eller produksjon, er både den enkle gassturbinregulatoren GAST, URCSCT -modellen og vannkraftverkmodellen analysert.

En oversikt over hvilke simuleringer som er gjort kan sees i Tabell 3.

Tabell 3: Simuleringer

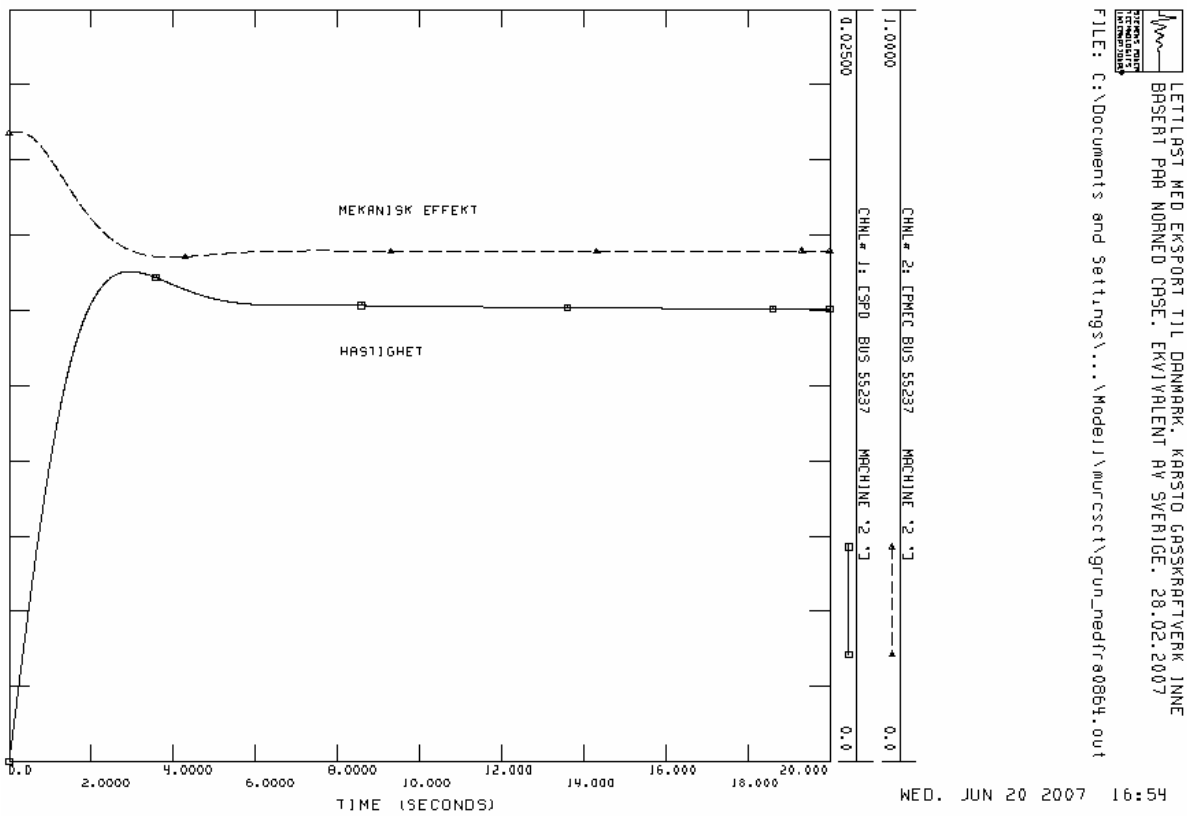
Simulering	Hendelse	Formål	Avsnitt
Turbinregulatorens respons	Opp- og nedtrinning av lasten	Analysere responsen til turbin-regulatoren isolert fra andre maskiner	4.1.1
Magnetiseringssystemets respons	Opptrinning av felt-spenningen og opp-trinning av settpunkt	Analysere responsen til magnetiseringssystemet isolert fra nettet	4.1.2
Effektpendlinger	Kortslutning på linja Kårstø-Håvik	Analysere årsak til stående pendlinger etter feil	4.1.3
Respons ved frekvensendringer	Utfall av produksjon/last i et øyområde	Analysere kraftverkets oppførsel ved fall og stigning i frekvensen	4.1.4
Kritisk bortkoblingstid	Lengre kortslutning på linja Kårstø-Håvik	Finne kritisk bortkoblingstid for feil	4.1.5
Kortslutning Kårstø-Håvik	Kortslutning på linja Kårstø-Håvik	Analysere spenninger i systemet og kraftverkets respons ved kortslutning	4.1.6
Kortslutning Kårstø-Sauda	Kortslutning på linja Kårstø-Sauda med linja Sauda-Håvik utkoblet	Analysere spenninger og kraftverkets respons ved feil i svekket nett	4.1.7
Kortslutning Kårstø-Sauda uten kraftverk	Feil på linja Kårstø-Sauda med kraftverket utkoblet i lastflyt	Sammenligne spenninger i nettet etter feil med og uten kraftverk	4.1.8
Gjeninnkobling mot feil	Kortslutning på linja Kårstø-Håvik med mislykket gjeninnkobling	Analysere kraftverkets respons ved dobbelfeil	4.1.9
Utfall av kabel	Feil på kabel mellom Spanne og Stord	Analysere spenninger i systemet og kraftverkets respons ved tap av reaktiv effekt	4.1.10
Øyområde Kårstø + Håvik	Linjene Sauda-Håvik, Sauda-Kårstø og Spanne-Håvik trippes	Finne hvorvidt øydrift av Kårstø + Håvik fungerer	4.1.11
Øyområde Kårstø	Linjene Kårstø-Håvik og Kårstø-Sauda trippes	Finne hvorvidt kraftverket takler overgang til øydrift på Kårstø	4.1.12
Utfall av kraftverket	Feil mellom kraftverk og 300kV samleskinne, med tripping av kraftverket	Analysere konsekvenser ved utfall av kraftverket	4.1.13
Utkobling av kraftverket ved svekket nett	Kraftverket kobles ut når linja Kårstø-Sauda er ute av drift	Analysere konsekvenser ved utfall av kraftverket	4.1.14

4.1.1 Responsen til turbinregulatoren

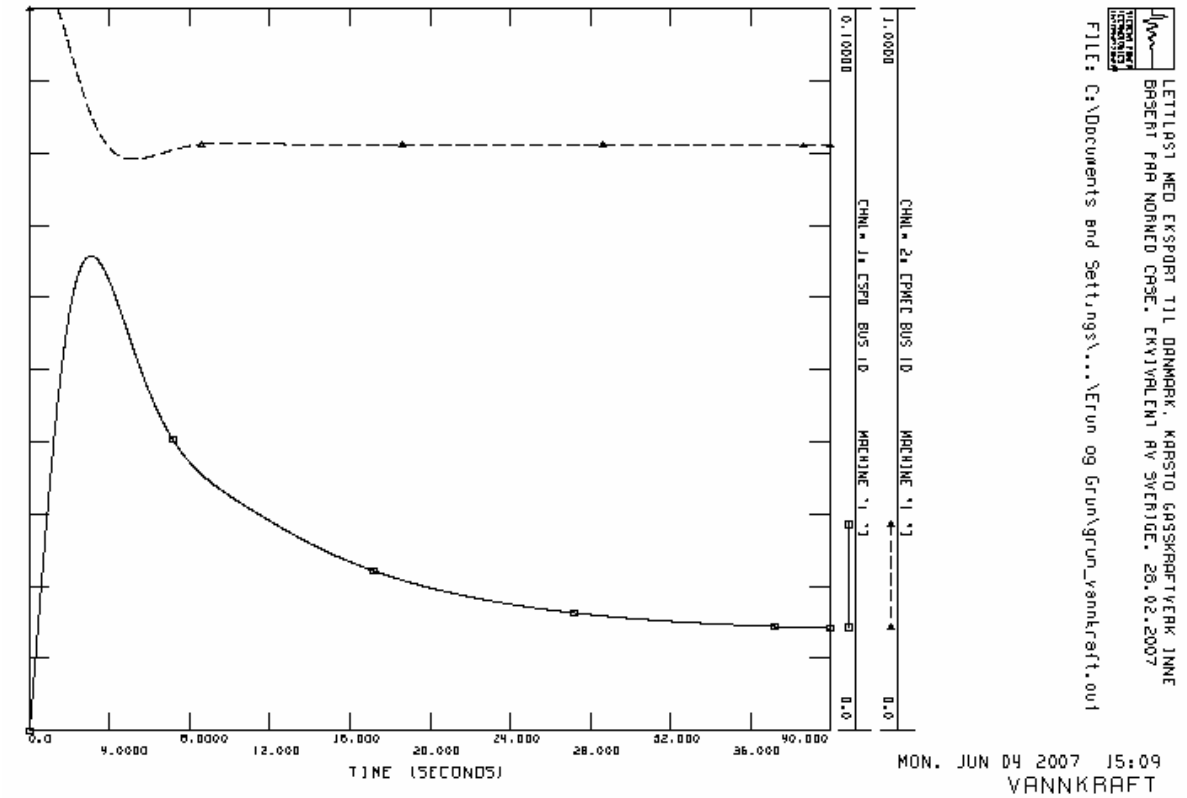
En funksjon i PSS/E gjør det mulig å simulere responsen til turbinregulatoren og magnetiseringssystemet for hver enkelt maskin, uavhengig av lastflytutgangspunktet. Simuleringen på turbinregulatorresponsen initialiseres fra den dynamiske delen av PSS/E med GSTR, og kjøres med kommandoen GRUN. Man kan da velge hvilken belastning maskinen skal ha i utgangspunktet, og hvilken endring som skal påføres systemet. I og med at det normale for kraftverket vil være å kjøre på maks produksjon er det mest naturlig å simulere ulike forløp med en utgangsbelastning på 1,0p.u. To forskjellige forløp er testet: En hvor belastningen trinnes ned med 0,2p.u., og en hvor belastningen trinnes opp med 0,05p.u.

En forskjell i måten modellene er bygd opp på vanskeliggjør simuleringen noe. Gasskraftverket har maksimal produksjon på 430MW. Pmec i simuleringen tar imidlertid utgangspunkt i MBASE fra lastflytprogrammet som er 520MVA, merkeeffekten til generatoren. Maksimal produksjon for URCSCT -modellen er funnet ved hjelp av simulering til å være Pm=0,8364p.u. Imidlertid er maksimal produksjon for GAST –modellen funnet til å være 0,95p.u., og for vannkraftverket 1,0p.u. Kilden til problemet ligger i at URCSCT -modellen tar inn produksjonsgrensen i MW, mens GAST -modellen og vannkraftverket har produksjonsgrenser angitt i p.u. GAST -modellen tar utgangspunkt i maksimal temperatur, ved maksimal produksjon, mens vannkraftverket tar utgangspunkt i maksimal ventilåpning, med MBASE [MVA] som referanse. For å få fram prinsippene blir derfor maksimal last i simuleringene for GAST- modellen 0,95p.u. og vannkraftverket 1,0p.u., mens maksimal last for URCSCT –modellen blir 0,8364p.u. Dermed vil en endring på 0,2p.u. for URCSCT -modellen tilsvare en endring på 0,2 * 0,8364 = 0,1673p.u. Likeledes vil en opptrinning av belastningen med 0,05p.u. tilsvare 0,05 * 0,8364 = 0,0418p.u. For GAST -modellen blir 20 % endring tilsvare 0,2 * 0,95 = 0,19p.u., og 5 % tilsvarer 0,05 * 0,95 = 0,0475p.u.

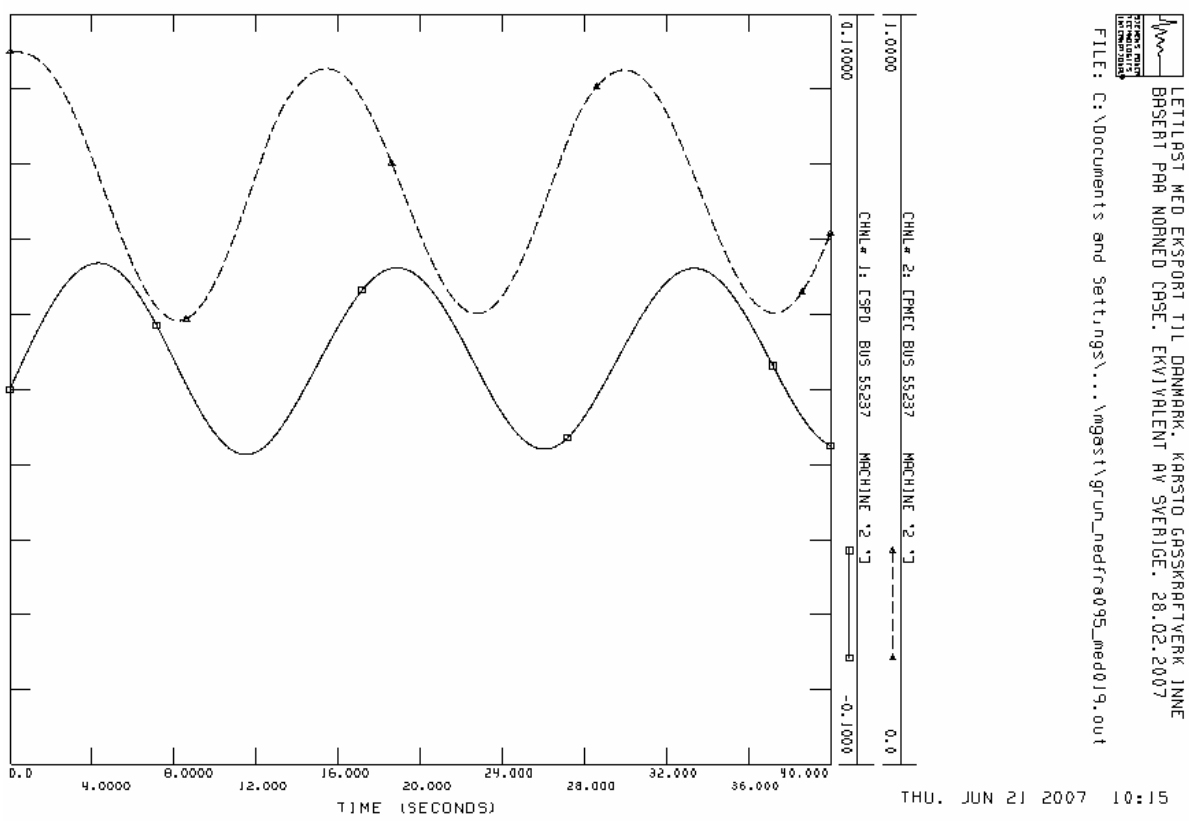
Figur 18 viser turbinresponsen til de forskjellige modellene ved nedtrinning fra 1,0p.u. til 0,8p.u. For URCSCT -modellen svinger forløpet inn med kun en liten oversving, og stabiliserer seg etter 10s med et frekvensavvik på ca 0,018p.u., dvs. på ca 50,9Hz.
I simuleringen av vannkraftverket ser vi at hastigheten stiger mye i begynnelsen av forløpet. Toppunktet når ca 1,066p.u., før hastigheten synker igjen og stabiliserer seg på om lag 1,014p.u., eller 50,7Hz. Imidlertid ser vi at den mekaniske effekten har et penere forløp og stabiliserer seg i henhold til nedtrinningen i løpet av de første 10s.
GAST -simuleringen gir stående svingninger som ikke dempes ut i løpet av de 60s simuleringen er foretatt. Inspeksjon av parametrene i modellen antyder at tidskonstantene er for store, men da Statnett har forestått modelleringen er bakgrunnen til parametrene ikke kjent.


LETTLAST MED EKSPORT TIL DANMARK. KARSTO GASSKRAFTVERK INNE
BASERT PAA NORNED CASE. EKVIVALENT AV SVERIGE. 28.02.2007
FILE: C:\Documents and Settings\...\Model\nurcsct\grun_nedfra0864.out
MEKANISK EFFEKT
HASTIGHET
TIME (SECONDS)
WED. JUN 20 2007 16:54

a)


LETTLAST MED EKSPORT TIL DANMARK. KARSTO GASSKRAFTVERK INNE
BASERT PAA NORNED CASE. EKVIVALENT AV SVERIGE. 28.02.2007
FILE: C:\Documents and Settings\...\Erun og Grun\grun_vannkraft.out
TIME (SECONDS)
MON. JUN 04 2007 15:09
VANNKRAFT

b)



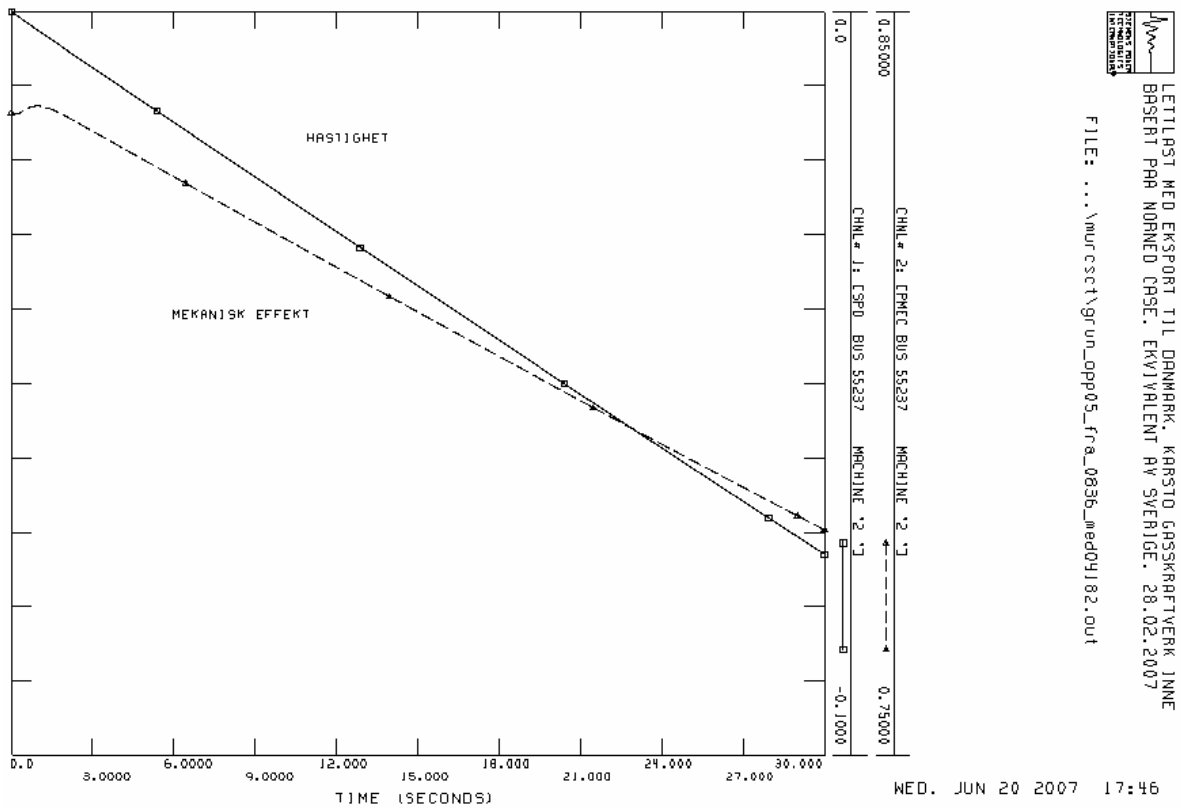
c)

Figur 18: Turbinresponsen ved nedtrinning av belastningen fra 1,0 p.u. til 0,8 p.u. for a)URCSCT-modellen, b)Vannkraftverket og c)GAST-modellen

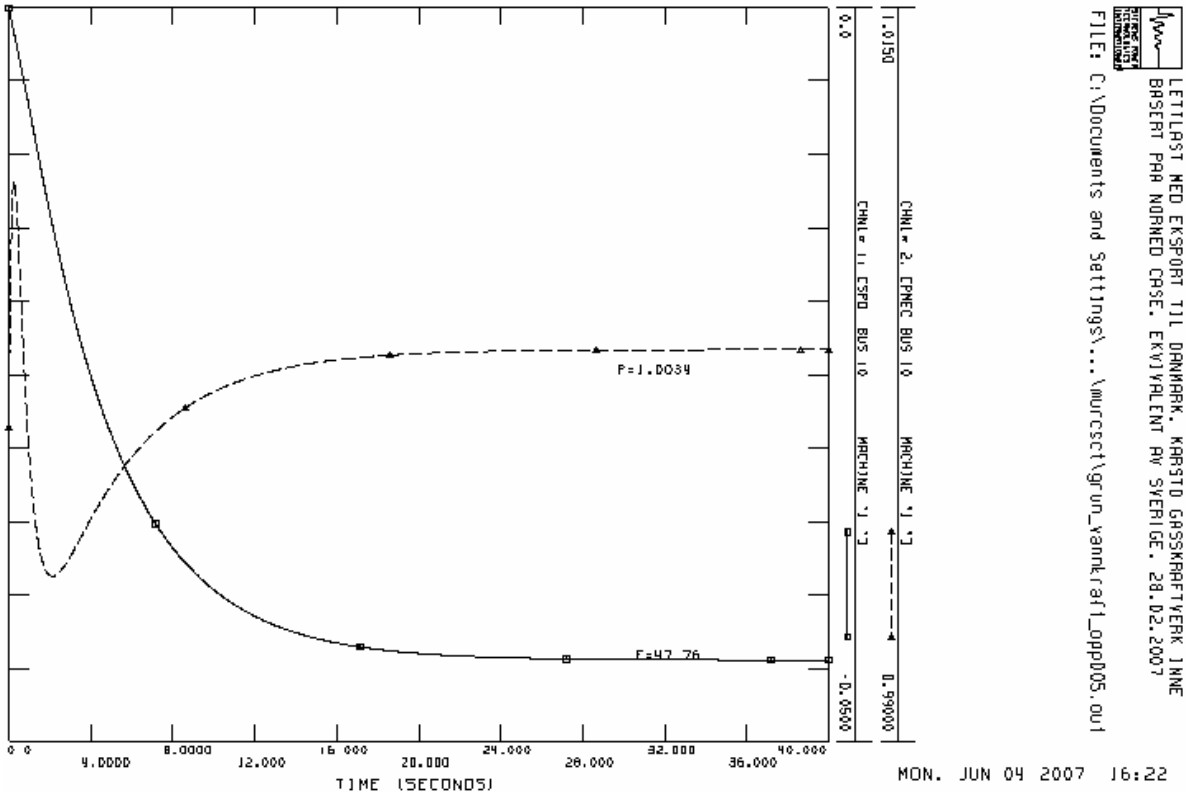
Figur 19 viser turbinresponsen til de forskjellige modellene ved opptrapping fra 1,0p.u. til 1,05p.u. For URCSCT -modellen ser vi at den mekaniske effekten Ved 47Hz er produksjonen på Pm = 0,79p.u., noe som tilsvarer 94,5 % av total produksjon. At maskinens evne til å produsere mekanisk effekt går ned når hastigheten går ned stemmer overens med teorien. Simuleringen illustrerer imidlertid det selvforsterkende i det at frekvensen går ned som følge av lastøkning, som fører til at kraftverket ikke klarer å holde oppe produksjonen som fører til at frekvensen synker ytterligere.

For vannkraftverket får man en svingning i den mekaniske effekten, før den stabiliserer seg på 1,0034p.u. og hastigheten stabiliserer seg på 0,9552, eller 47,76Hz. Vannkraftverket evner å produsere maks effekt selv om hastigheten synker, i motsetning til gasskraftverket.

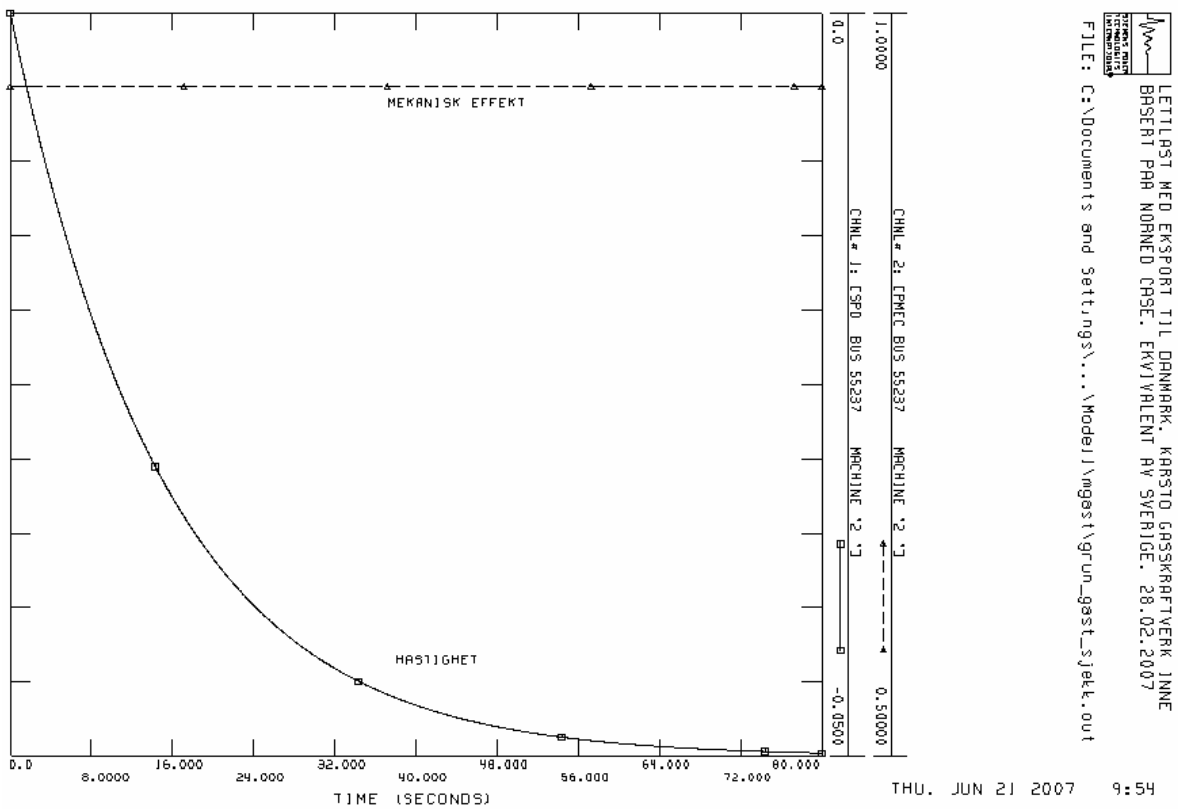
GAST -simuleringen avslører at denne modellen ikke tar hensyn til at kraftverket ikke kan produsere like effektivt ved lavere frekvenser. Frekvensen går ned pga at belastningen økes, men produsert effekt holdes på maks. Dette fører til at frekvensen etter hvert stabiliserer seg. Simuleringen er kjørt i hele 80 s, og frekvensen stabiliserer seg til slutt på 47,5Hz


LETTLAST MED EKSPORT TIL DANMARK. KARSTO GASSKRAFTVERK INNE
BASERT PAA NORMED CASE. EKVIVALENT AV SVERIGE. 28.02.2007
FILE: ...\murcsct\grun_opp05_fra_0836_medOYI82.out
0.85000
CHNL# 2: EPMEC BUS 55237 MACHINE '2 '
0.75000
0.0
CHNL# 1: ESPD BUS 55237 MACHINE '2 '
-0.1000
HASTIGHET
MEKANISK EFFEKT
0.0
3.0000
6.0000
9.0000
12.000
15.000
18.000
21.000
24.000
27.000
30.000
TIME (SECONDS)
WED. JUN 20 2007 17:46

a)


LETTLAST MED EKSPORT TIL DANMARK. KARSTO GASSKRAFTVERK INNE
BASERT PAA NORMED CASE. EKVIVALENT AV SVERIGE. 28.02.2007
FILE: C:\Documents and Settings\...\murcsct\grun_vannkraft_opp005.out
1.0150
CHNL# 2: EPMEC BUS 10 MACHINE '1 '
0.99000
0.0
CHNL# 1: ESPD BUS 10 MACHINE '1 '
-0.0500
P=1.0034
P=47.76
0.0
4.0000
8.0000
12.000
16.000
20.000
24.000
28.000
32.000
36.000
40.000
TIME (SECONDS)
MON. JUN 04 2007 16:22

b)



c)

Figur 19: Turbinresponsen ved opptrinning fra 1,0p.u. til 1,05p.u. for a)URCSCT-modellen, b)Vannkraftverket, c)GAST-modellen

4.1.2 Responsen til magnetiseringssystemet

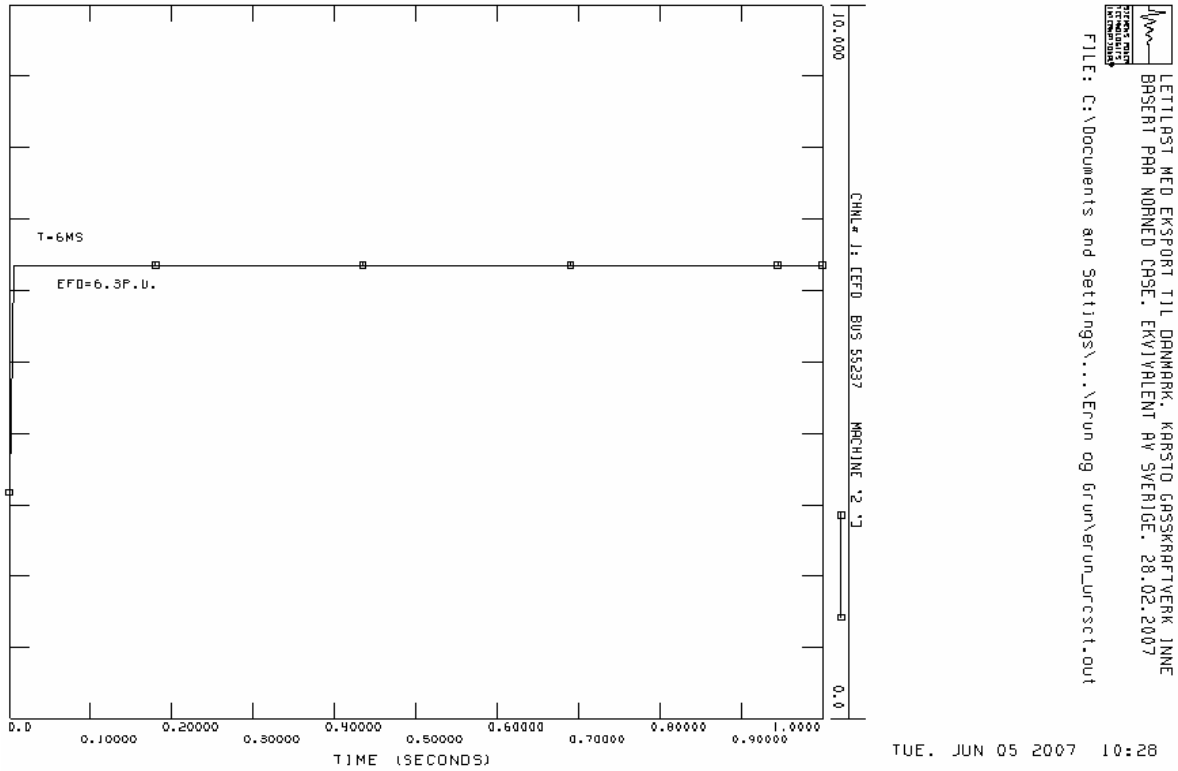
Kommandoen ERUN simulerer responsen til magnetiseringssystemet. Det er to forskjellige responser som kan testes: Respons Ratio test og Open Circuit Step Response test. Respons Ratio -testen kjører feltspenningen til dens øvre grenser så fort som mulig. Open Circuit Step Response -testen brukes til å undersøke om magnetiseringssystemet gir stabil og effektiv regulering av klemmespenningen. Man påfører en endring på alle settpunkt i spenningsregulatoren. Responsen bør være veldempet, men ikke for sein. Det vil gjerne være en liten oversving som dempes raskt ut, uten vedvarende svingninger. Feltspenningen Efd blir gitt i p.u. hvor referansen er feltspenningens verdi ved merkespenning på generatoren ved åpne klemmer. Maksimal feltspenning for gasskraftverket på Kårstø er angitt å være 180% av spenning ved merkelast. Maksspenning på 6,36p.u. gir spenning ved merkelast på 3,53p.u. [Dokumentasjonen PSS/E, 2006]

Respons Ratio -testen bidrar med informasjon om hvor hurtig responsen er, maks verdi for feltspenningen og feltspenningen når maskinen går på maks last. Denne er vist i Figur 20.

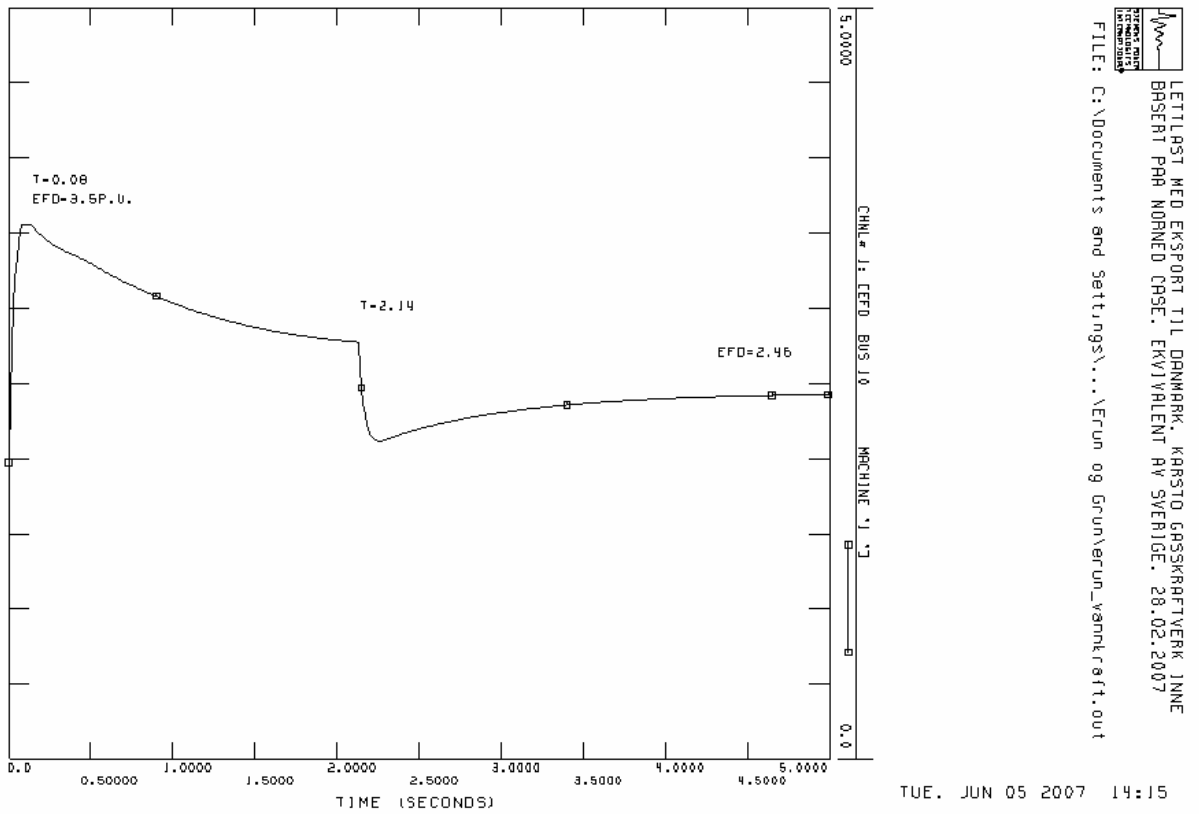
Figur 20 a) viser responsen til gasskraftverket. Denne er veldig rask, og feltspenningen når sin maksverdi på 6,356p.u. på ca 6ms. Modellen som er benyttet er en PSS/E -modell ved navn

EXST1 [Dokumentasjonen, PSS/E, 2006], [Vestrum, 2006]. Feltstrømmen vil typisk ikke være like rask som feltspenningen, og spenningsreguleringen vil derfor ikke være like rask som selve feltspenningen.

Figur 20 b) viser responsen til vannkraftverket. Denne er ikke like rask som i gasskraftverket, men når maksverdi på ca 3,5p.u. etter ca 80ms. Videre følger spenningen en nedadgående kurve som omtalt i 2.4.6, før en begrensning trer i kraft etter 2,14s og den svinger inn til 2,46p.u., som er verdien for feltspenningen når maskinene går på maks last. Modellen som er brukt i vannkraftverket er brukermodellert, ved navn NOREX1.



a)



b)

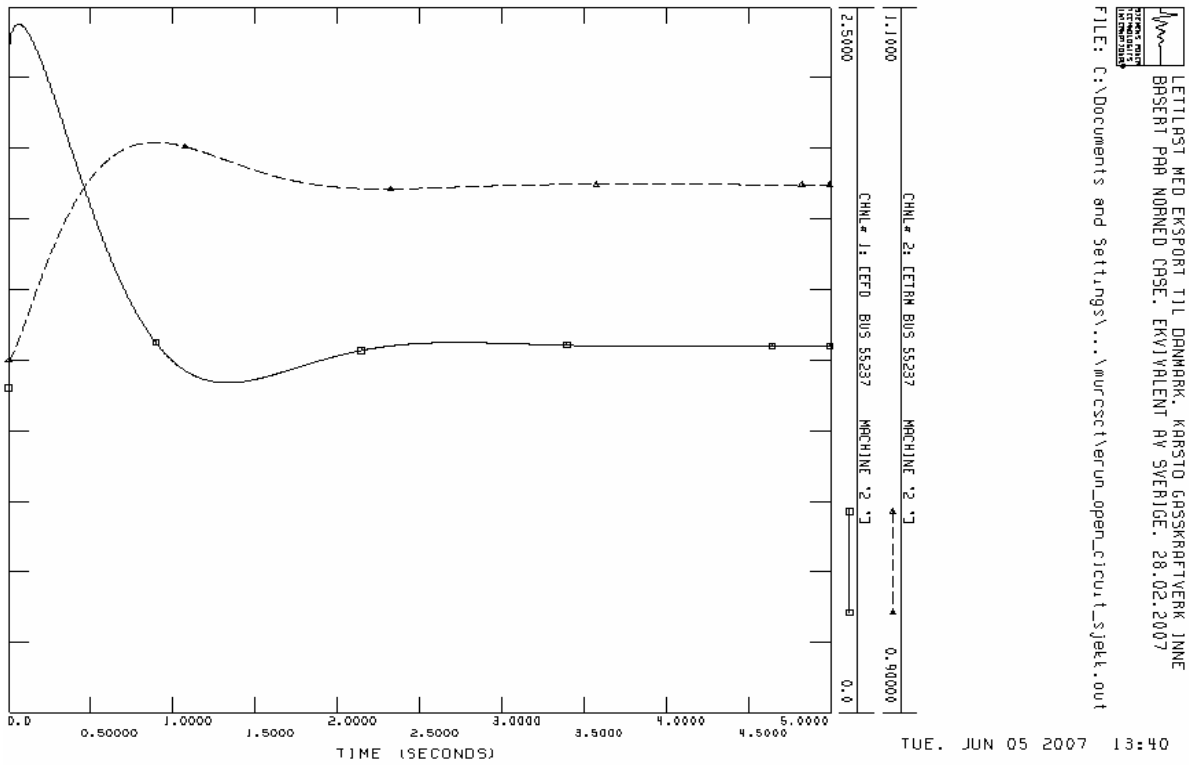
Figur 20: Responsen til magnetiseringssystemet til a)Gasskraftverket, b)Vannkraftverket

Responsen fra Open Circuit Step Response -testen vises i Figur 21. Klemmespenningen starter på 1p.u., før settpunktet endres til 1,05p.u. Fra utgangspunktet ved 1,2p.u. går feltspenningen opp til 2,45p.u. svært fort. Feltspenningen starter på 1,2p.u. pga tapet mellom klemmene og feltviklingene, spesielt i luftgapet. Klemmespenningen er på 1,05p.u. etter 0,5s, og får en maksimalverdi på 1,062p.u. Det vil si at oversvinget er 23,6 % av endringen i referansespenning.

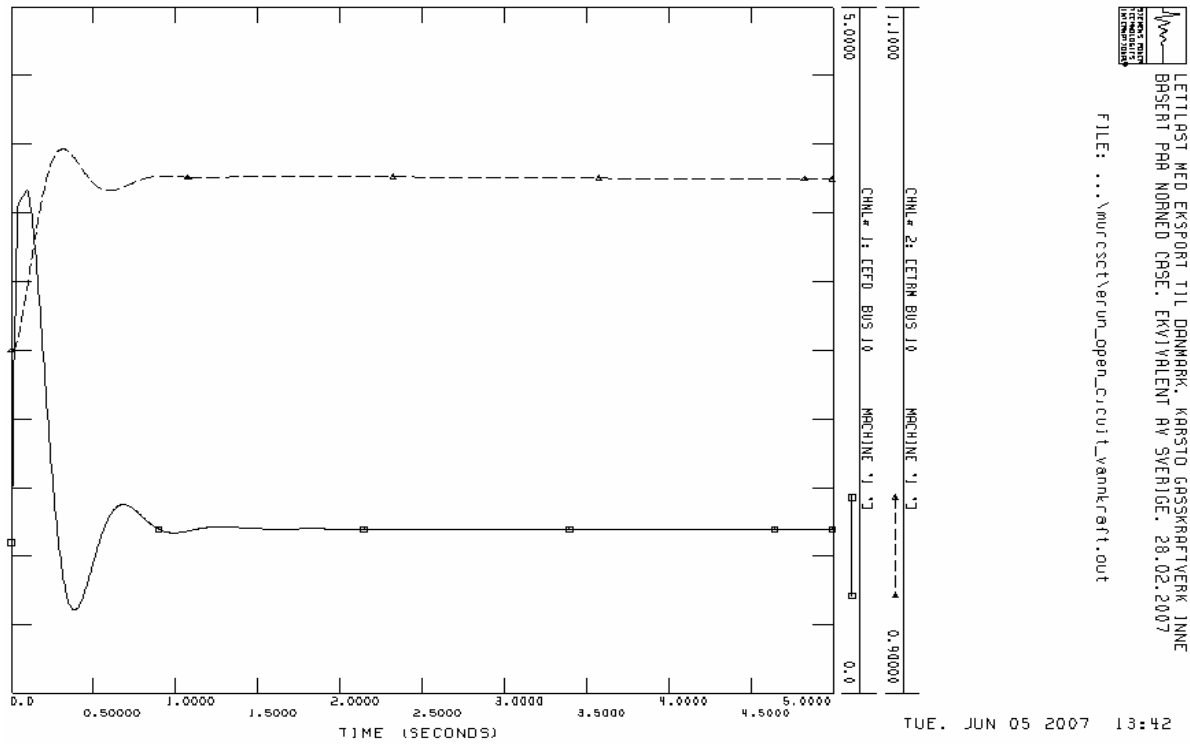
For vannkraftverket stiger feltspenningen raskt til ca 3,6p.u., som er over maksverdi. Klemmespenningen svinger raskere inn enn for gasskraftverket, men er noe mer oscillatorisk. Klemmespenningen når maksimalverdi på 1,059p.u. etter 0,31s. Oversvinget er på 18,2 % av endringen i referansespenning.

Figur 22 viser responsen ved 5 % fall i referansespenningen. For gasskraftverket er responsen til feltspenningen umiddelbar. Klemmespenningen er 0,94p.u. etter 0,5 s. Klemmespenningens minimumsverdi er på 0,938p.u., som gir et oversving på 24 % av endringen i referansespenning.

For vannkraftveket når klemmespenningen sin minimumsverdi på 0,9325p.u. allerede etter 0,31s. Oversvinget er på 35 % av endringen i referansespenning.

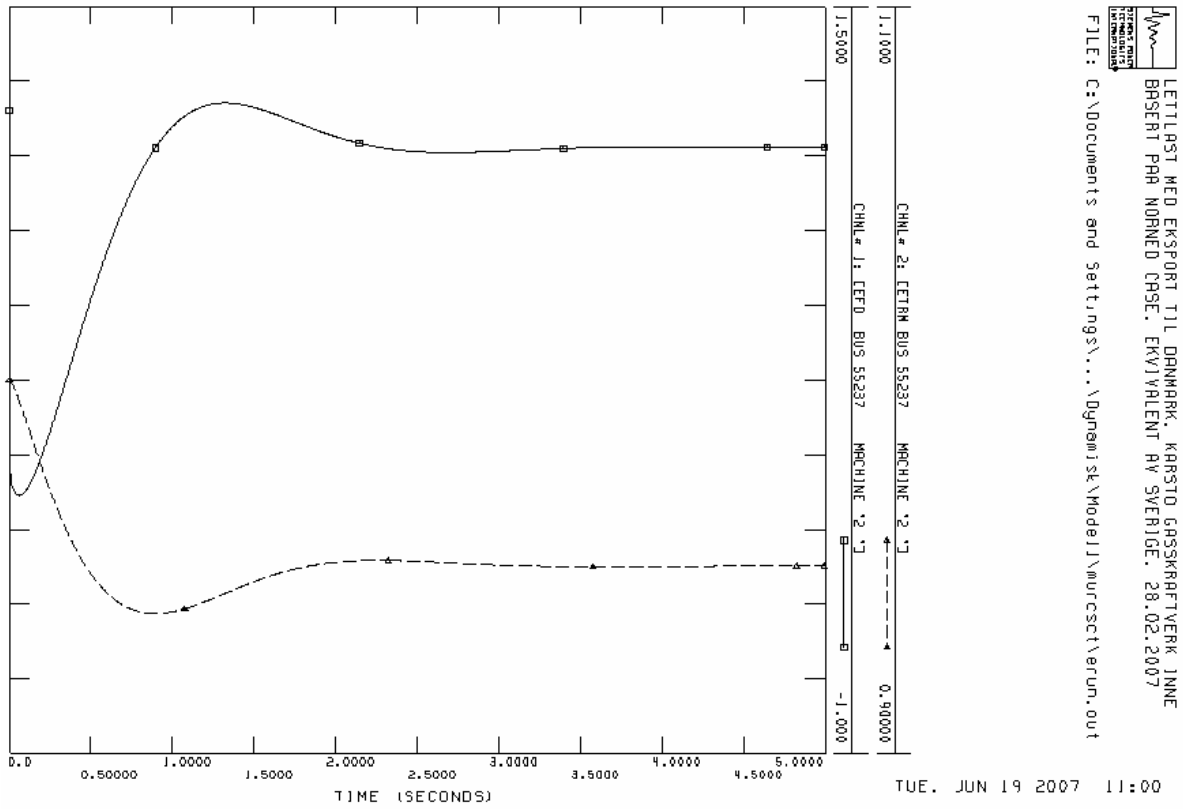


a)

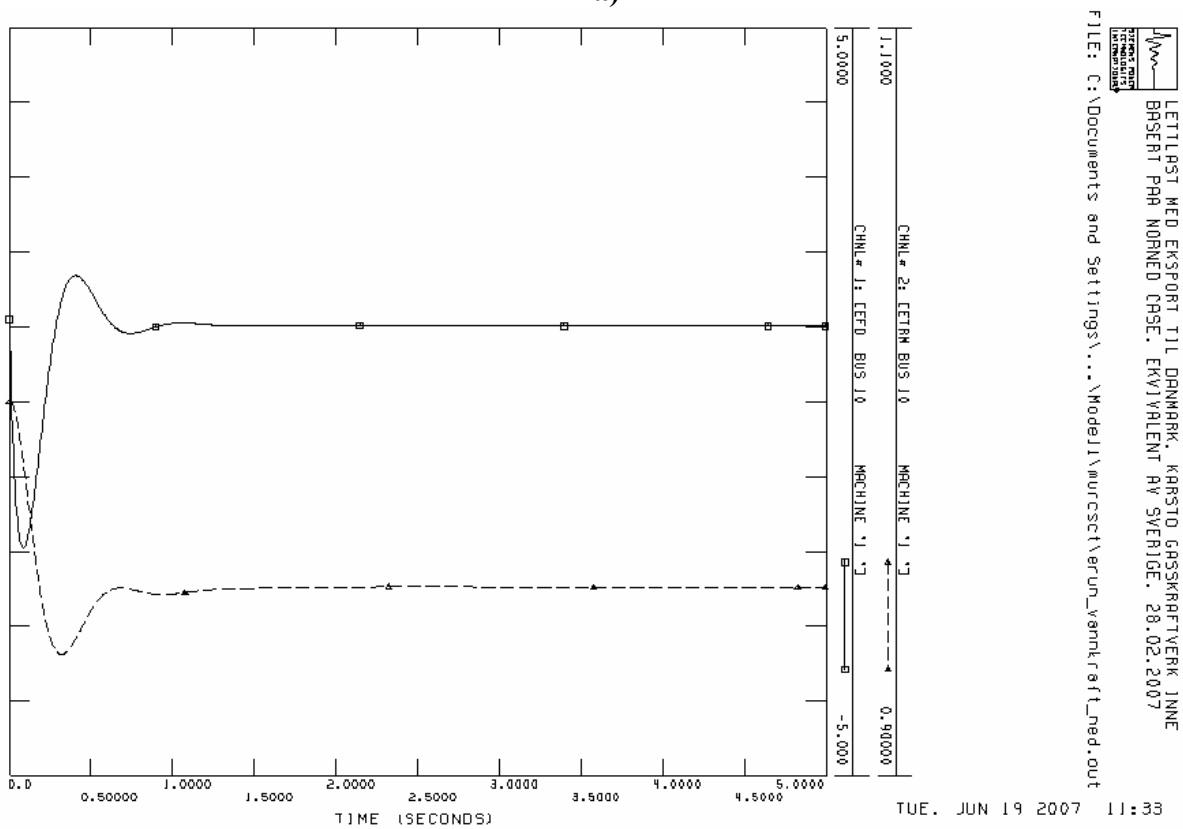


b)

Figur 21: Open Circuit Step Response ved 5% stigning I spenningsreferansen
stiplet graf: Klemmespenning, heltrukken graf: Feltspenning
a)Gasskraftverket, b)Vannkraftverket



a)

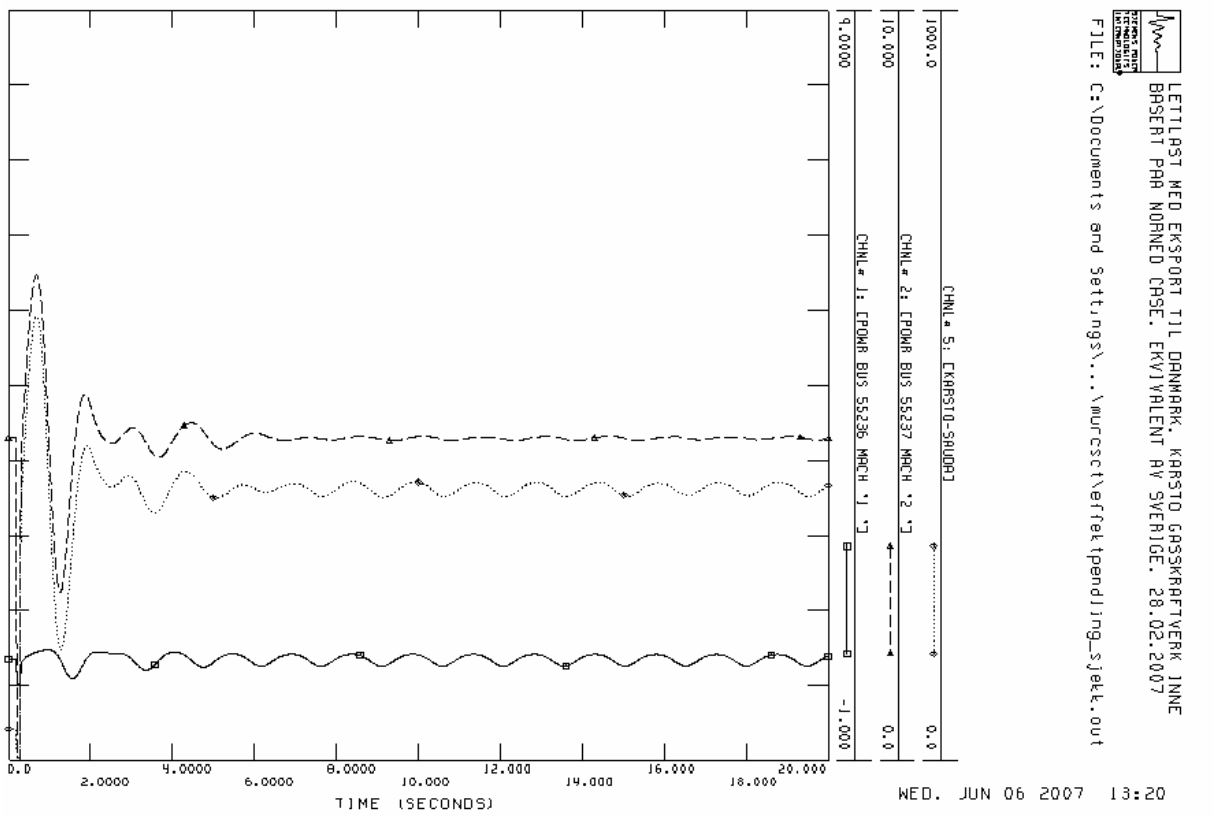


b)

Figur 22: Open Circuit Step Response ved 5 % fall i referansespenningen for a) gasskraftverket, b) vannkraftverket

4.1.3 Effektpendlinger

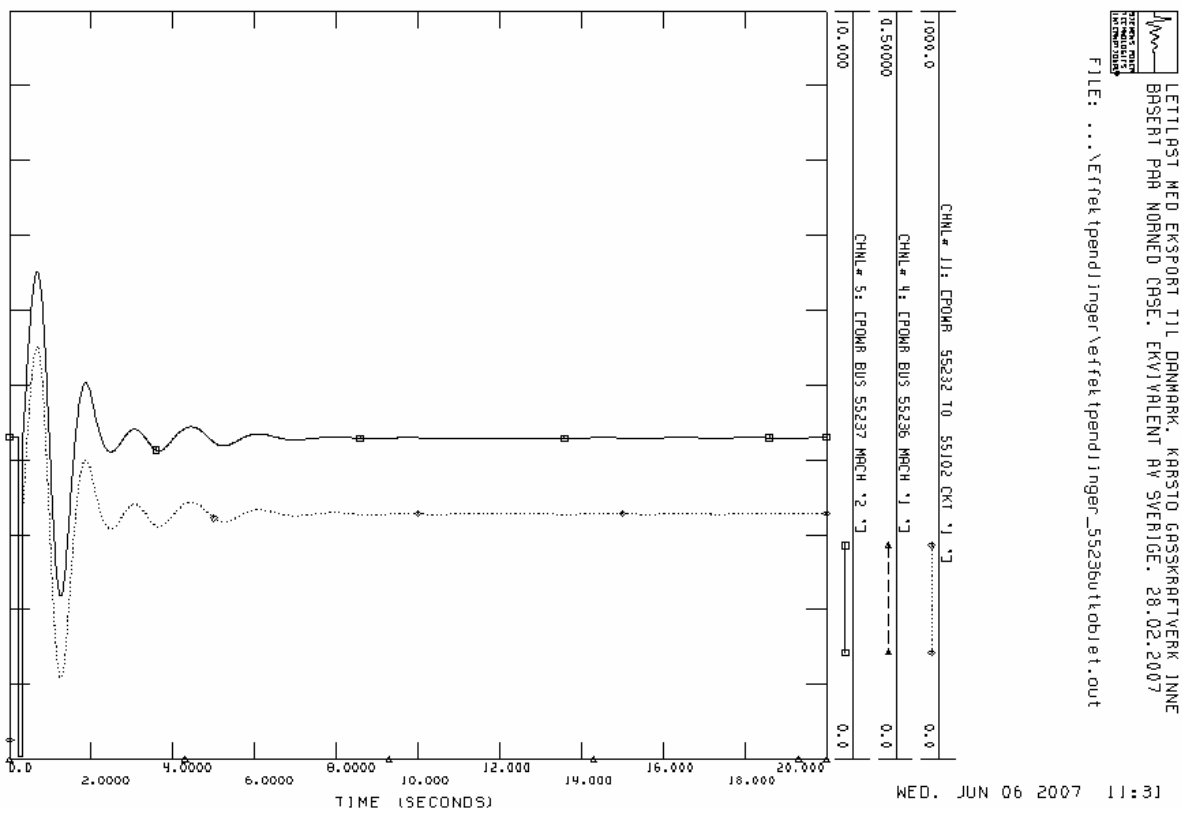
Ved kortslutning på linja mellom Kårstø og Håvik, med bortkobling av feilen etter 100ms, oppstår det effektpendlinger på linja mellom Kårstø og Sauda. Figur 23 viser effekten i det kombinerte kraftverket, linja mellom Kårstø og Sauda og i 35MW gassturbinen på Kårstø. Grafene er i samme målestokk. Ser at amplituden og frekvensen til pendlingene i den lille gassturbinen og linja er så godt som sammenfallende. Amplituden til de stående svingningene er på 22MW for gassturbinen og i linja.



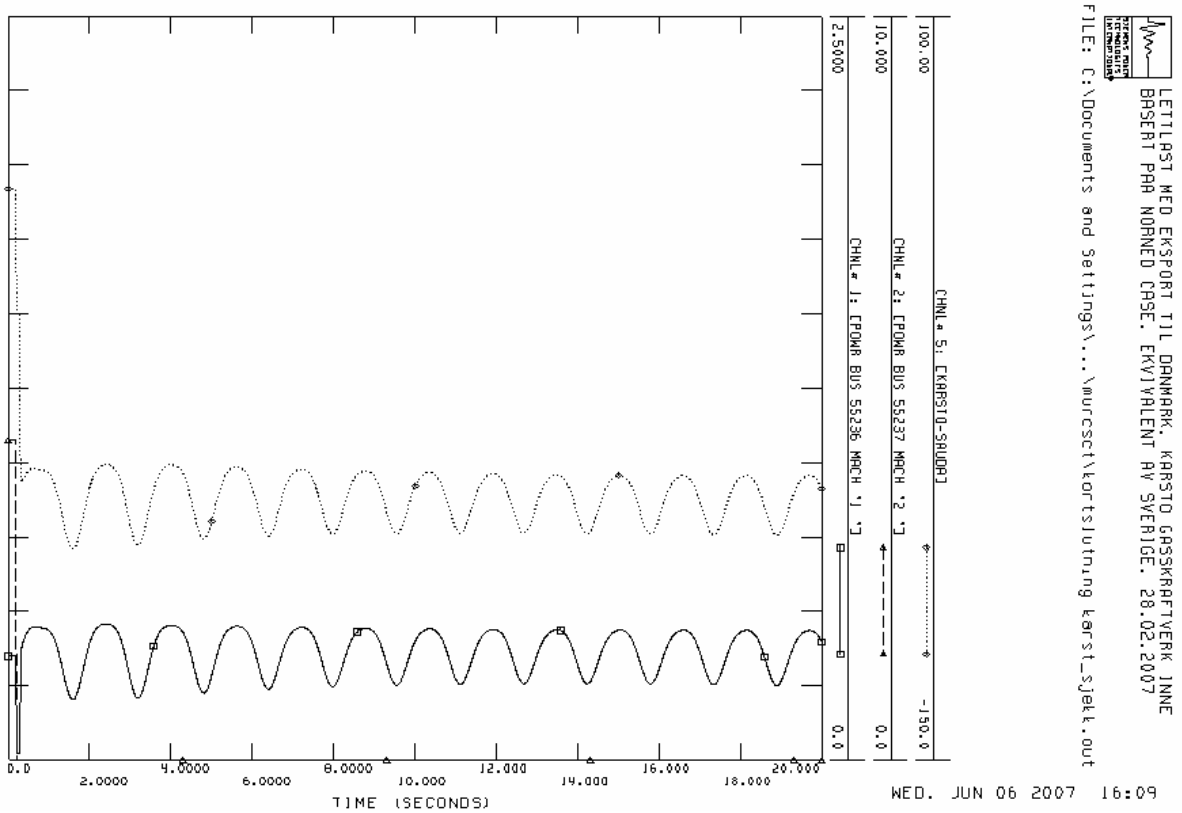
Figur 23: Effektpendling i kombinert kraftverk, 35MW gassturbin og linje Kårstø-Sauda

Figur 24 viser det samme forløpet som Figur 23, bare at 35MW gassturbinen er koblet bort i utgangspunktet. Etter et innsvingingsforløp som er naturlig ved så store feil stabiliserer systemet seg, og svingningene dør ut.

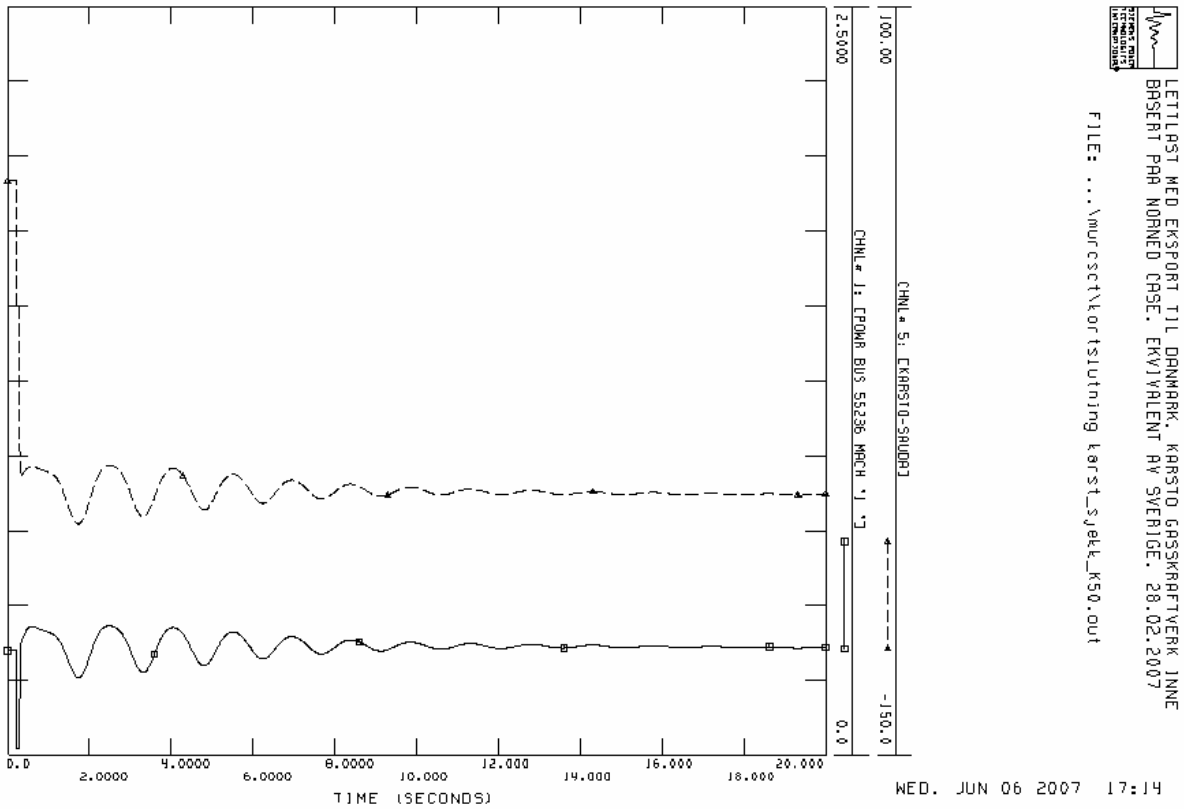
Figur 25 viser effektpendlinger i 35MW gassturbinen og i linja Kårstø-Sauda etter en 100ms trefase kortslutning nær Kårstø, med påfølgende utkobling av gasskraftverket. Simuleringen viser at effektpendlingene oppstår uavhengig om gasskraftverket er tilkoblet eller ikke.



Figur 24: Effekten i det kombinerte kraftverket,
35MW gassturbinen og linja Kårstø-Sauda
etter feil når gassturbinen er koblet bort



Figur 25: Effektpendlinger i linja Kårstø-Sauda og i
35MW gassturbinen når gasskraftverket er koblet bort



Figur 26: Effekten i 35MW gassturbinen og linja Kårstø-Sauda etter bortkobling av gasskraftverket, med forsterkningen i magnetiseringssystemet satt ned fra K=250 til K=50

Samme hendelse som i Figur 25 har her funnet sted i Figur 26, med trefase kortslutning i 100ms med påfølgende bortkobling av linja, samt bortkobling av det kombinerte kraftverket. Her er imidlertid forsterkningen i magnetiseringssystemet satt ned fra K=250 til K=50. Systemet er fortsatt sterkt oscillatorisk, men svingningene er så godt som borte etter 12s.

Simuleringene antyder at det ikke er samhandlingen mellom det kombinerte kraftverket og 35MW gassturbinen som er problemet, men heller gassturbinen selv. Da denne oppgaven først og fremst skal handle om egenskapene til det kombinerte kraftverket tas det ikke videre steg for å undersøke gassturbinen.

Som vist i Figur 23 og Figur 24 opplever linja mellom Kårstø og Sauda et svært stort sprang i effekten etter feilen. Effektflyten i linja går fra 0MW til 550MW på 380ms når den feilbelastede linja kobles ut i tilfellet vist i Figur 24. Svingningene dempes imidlertid relativt fort ut.

4.1.4 Respons ved frekvensendringer

For å se på hvordan maskinen oppfører seg ved større frekvensvariasjoner blir størstedelen av området Sunnhordland og Nord-Rogaland omgjort til et øydriftsområde. Dette for å simulere situasjoner med overskudd eller underskudd av effekt i nettet, i en mindre skala

4.1.4.1 Modifisert lastflyt

Følgende endringer er gjort med den opprinnelige lastflyten:

- Koblet ut linjer for å skape et stort område med øydrift
    - 300kV linje fra Mauranger til Samnanger koblet ut
    - 300kV linje fra Sauda til Nesflata koblet ut
    - 300kV linje fra Hylen til Saurdal koblet ut
- Koblet inn 180MW generator på Sauda for å kompensere for effekt som tidligere fløt inn i området via utkoblede linjer
- Satt generatoren på Sauda som svingmaskin

I den nye lastflyten bidrar svingmaskinen med 101,2MW og -42,6MVAr. Spenningene i området blir noe endret. Oversikt over de nye spenningene finnes i vedlegg 2.1.

4.1.4.2 Fall i frekvensen

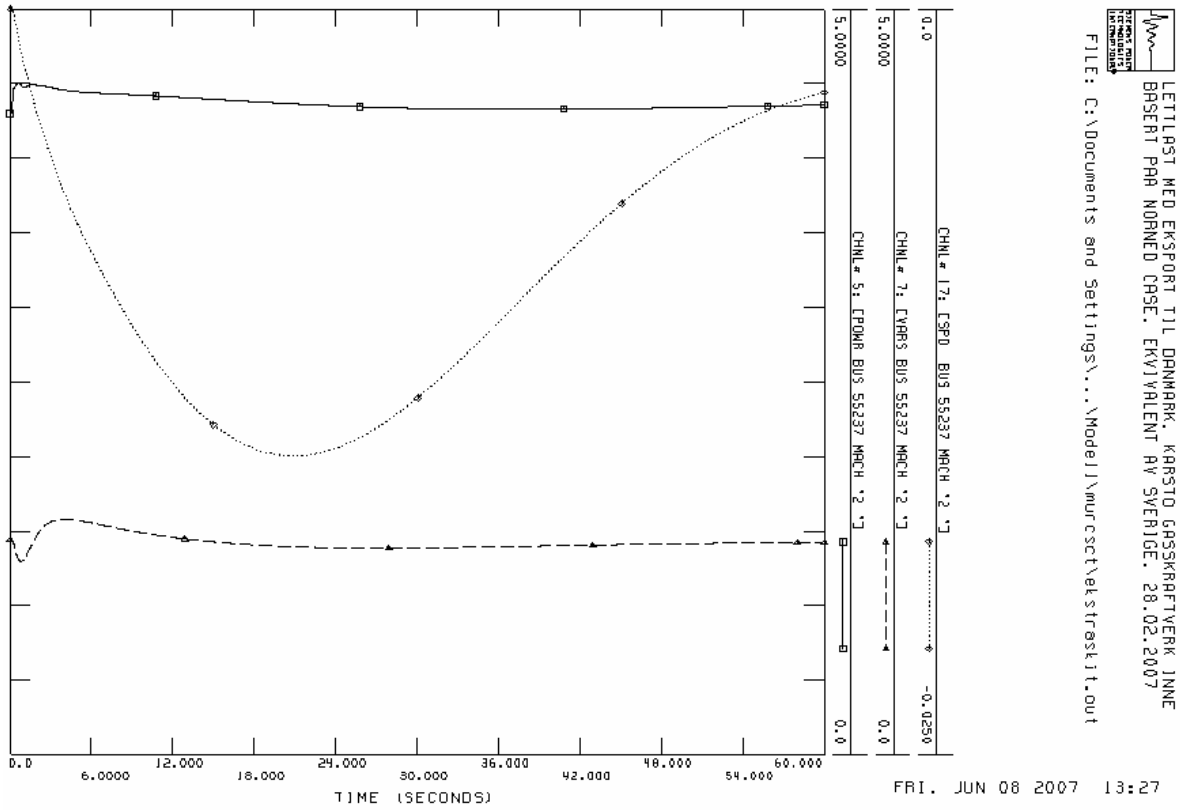
For å undersøke responsen ved fall i frekvensen blir 35MW gassturbinen på Kårstø koblet ut ved t=0,2s, uten foregående feil. Bortfallet av aktiv effekt fører til nedgang i frekvensen. De 35MW tilsvarer 3,7 % av kraftproduksjonen i øyområdet. Simuleringen er foretatt i 60 s.

Figur 27 viser effekt, reaktiv effekt og hastighet til det kombinerte kraftverket etter at 35MW gassturbinen er koblet ut. Kraftverket er i utgangspunktet fullastet. Likevel stiger effekten fort når gassturbinen først blir koblet ut. Dette må betraktes som en svakhet i modellen, da det i praksis ikke skal være mulig å produsere mer effekt når turbinen opererer på sine termiske grenser, som den gjør ved fullast. Etter denne første uregelmessighet ser vi at kraftverket ikke klarer å tilføre mer effekt etter hvert som hastigheten synker ytterligere. Derimot går effekten ned.

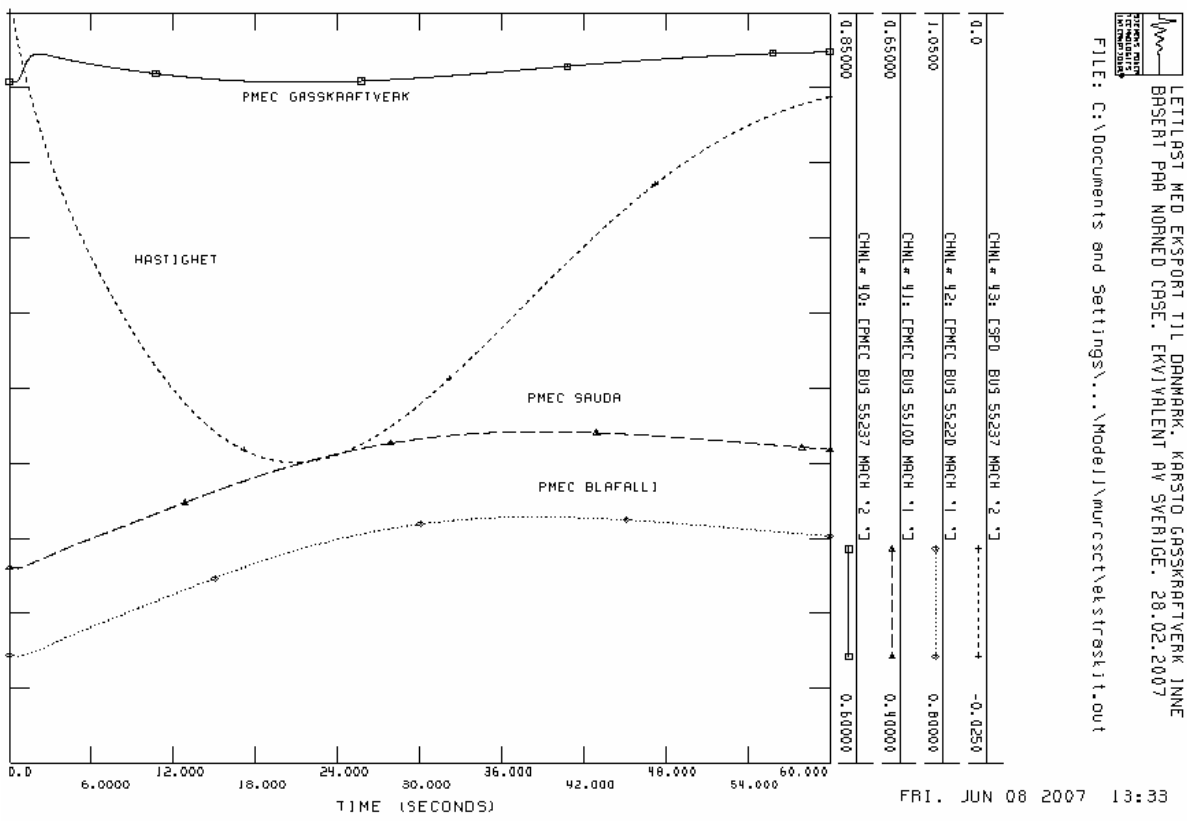
Figur 28 viser hastigheten og den mekaniske effekten til det kombinerte kraftverket, og den mekaniske effekten til kraftverkene lokalisert på Sauda og Blåfalli. Den mekaniske effekten er gitt i p.u. med maskinens merkeytelse som angitt i lastflytprogrammet. For Sauda og Blåfalli er merkeytelsene 217,6MVA for begge. Figuren viser at vannkraftverkene øker sin produksjon i henhold til statikken. Når produsert effekt etter hvert tilsvarer forbrukt effekt begynner hastigheten å stige igjen. Dette fører til at gasskraftverket kan produsere mer mekanisk effekt. Når hastigheten stiger reguleres vannkraftverkene slik at produksjonen går ned igjen.

Økningen av mekanisk effekt idet gassturbinen kobles ut skyldes en unøyaktighet i modellen. Dette, i sammenheng med effektproduksjonen i forhold til hastighetsendringen, er diskutert nærmere i diskusjonskapittelet.

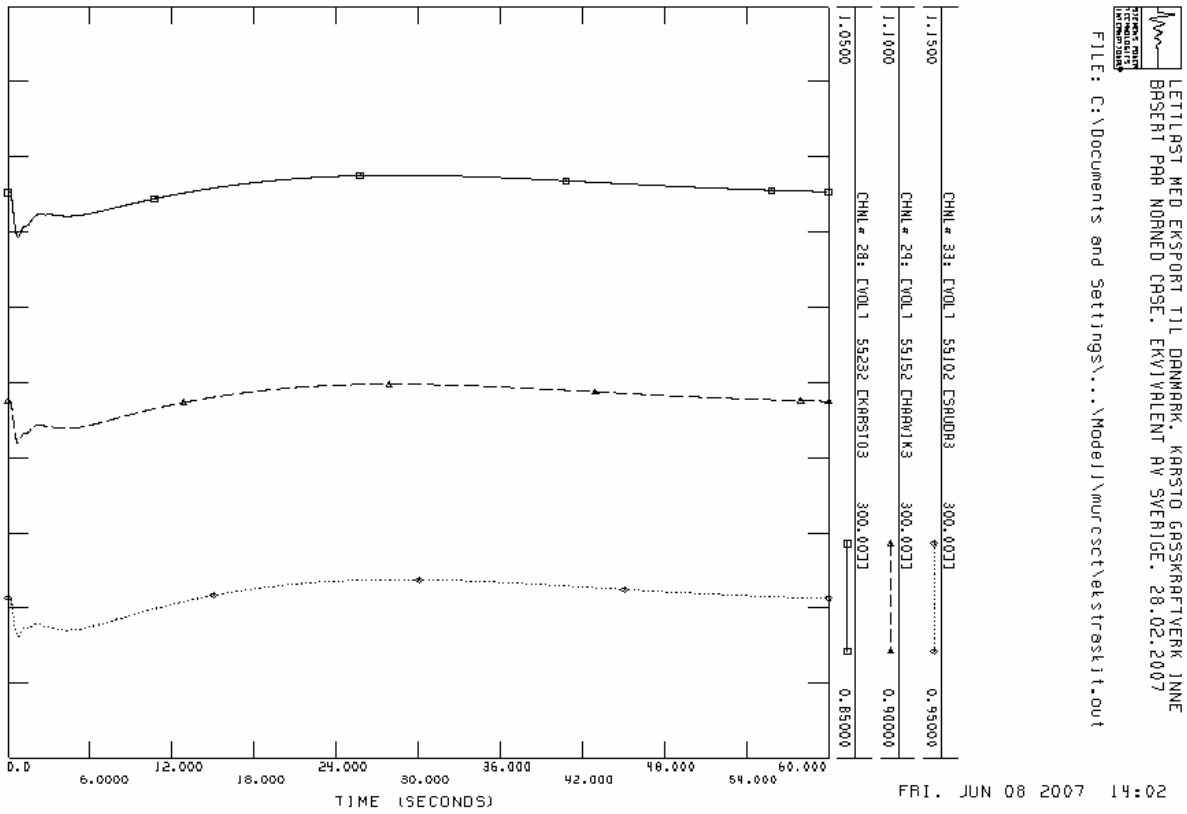
Figur 29 viser forløpet til spenningene på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkoblingen av 35MW gassturbinen. Utkoblingen av 35MW turbinen medfører et lite spenningsfall på hhv 1,3 %, 1,1% og 1,0 % for de tre samleskinnene. Spenningen går forholdsvis raskt opp igjen.



Figur 27: Effekt, reaktiv effekt og hastighet i gasskraftverket



Figur 28: Mekanisk effekt i gasskraftverket og kraftverkene på Sauda og Blåfalli, samt hastighet i gasskraftverket



Figur 29: Forløpet til spenningene på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 35MW gassturbin ved Sunnhordland som øyområde

Den samme simuleringen er foretatt med modellen av vannkraftverket innkoblet på Kårstø. Kraftverket har en maksimal produksjon på 380MW. Svingmaskinen bidrar med 152,0MW og -43,6MVAr i den nye lastflyten. Forløpet er vist i vedlegg 2.2.

Å sette inn vannkraftverket i stedet for gasskraftverket gjør at det blir 50MW mindre effekt tilgjengelig i systemet. Hastigheten synker omtrent like raskt de første 2,5 s etter utkoblingen. Så avtar imidlertid deselerasjonen, og minimal verdi nås ved 49,59Hz etter 18,5 s, mot 49,25Hz ved 20,7 s for gasskraftverket. Effekten er noe oscillatorisk de første 6 s. Deretter øker effekten fram til den når sin toppverdi etter ca 30 s.

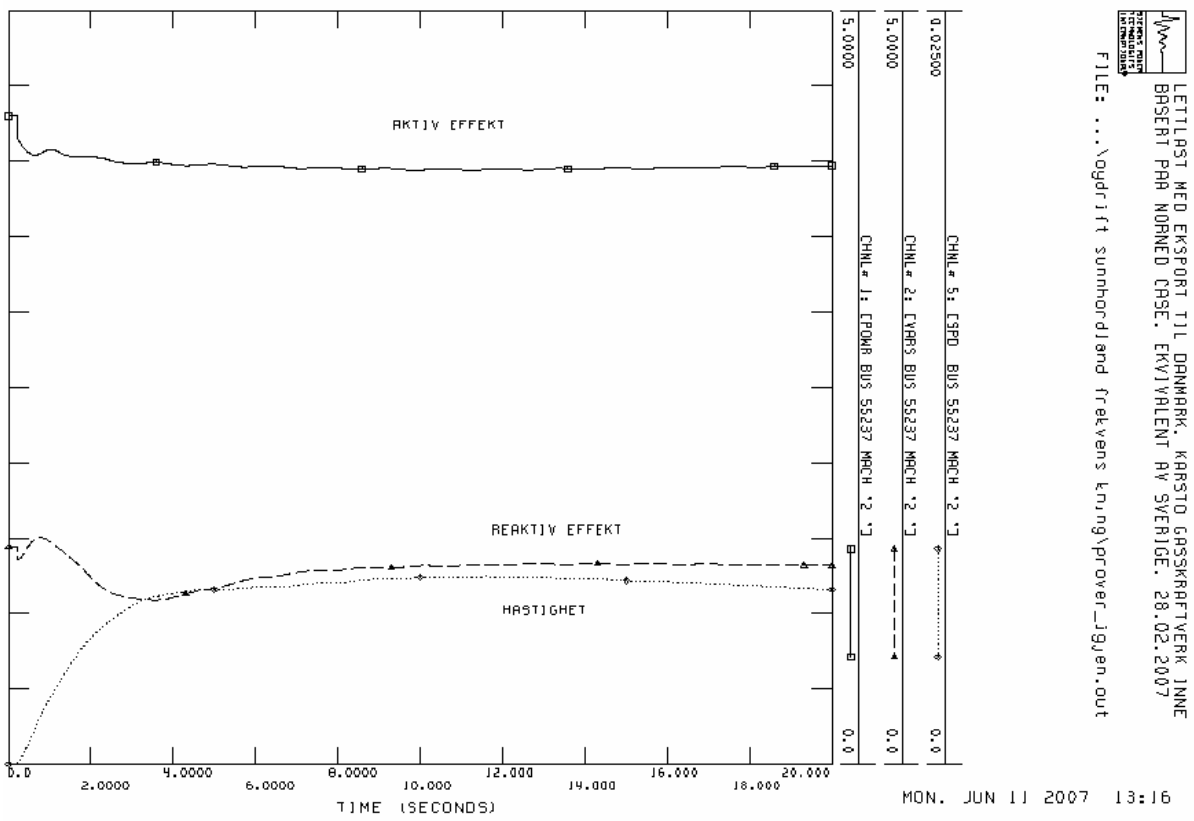
Den mekaniske effekten øker etter utkoblingen, i motsetning til for gasskraftverket. Dette forklarer hvorfor frekvensen ikke blir så lav, og at den begynner å stige ved et tidligere tidspunkt enn det som er tilfellet for forløpet i Figur 28.

Forløpet er også simulert med bruk av GAST -modellen som turbinregulator. Dette forløpet er vist i vedlegg 2.3. Her synker hastigheten omtrent like mye som for URCSCT -modellen de første 4,5 sekundene. Det iøynefallende med simuleringen er imidlertid at den mekaniske effekten i gasskraftverket skyter i været og gjør at hastighetsendringen snur allerede ved 4,9s, på 49,68Hz. Som følge av at gasskraftverket tar så mye av lasten så raskt blir bidraget fra vannkraftverkene på Sauda og Blåfalli mye mindre enn for URCSCT -modellen og vannkraftverket. Den raske oppjusteringen av effekt på Kårstø gjør at spenningene stiger en del før de stabiliserer seg etter ca 25s.

For å kontrollere endringen i mekanisk effekt som funksjon av hastigheten er det foretatt en ekstra simulering med URCSCT -modellen. Her blir 35MW gassturbinen og en 17,4MW maskin på Stord koblet ut. Forløpet kan sees i vedlegg 2.3. Produksjonsutfallet gjør at frekvensen synker til 48,77Hz. Mekanisk effekt fra kraftverket er da på 0,8188p.u., som er en nedgang på 2,1 % fra maksimal produksjon.

4.1.4.3 Stigning i frekvensen

For å simulere kraftverkets respons ved frekvensøkning blir ca 50MW koblet ut fra 66kV samleskinna ved Håvik. Fra 300kV -samleskinna går 50,9MW og 11,5MVAr inn mot 66kV samleskinna. Figur 30, Figur 31 og Figur 32 viser forløpet etter utkoblingen simulert med URCSCT -modellen som turbinregulator.

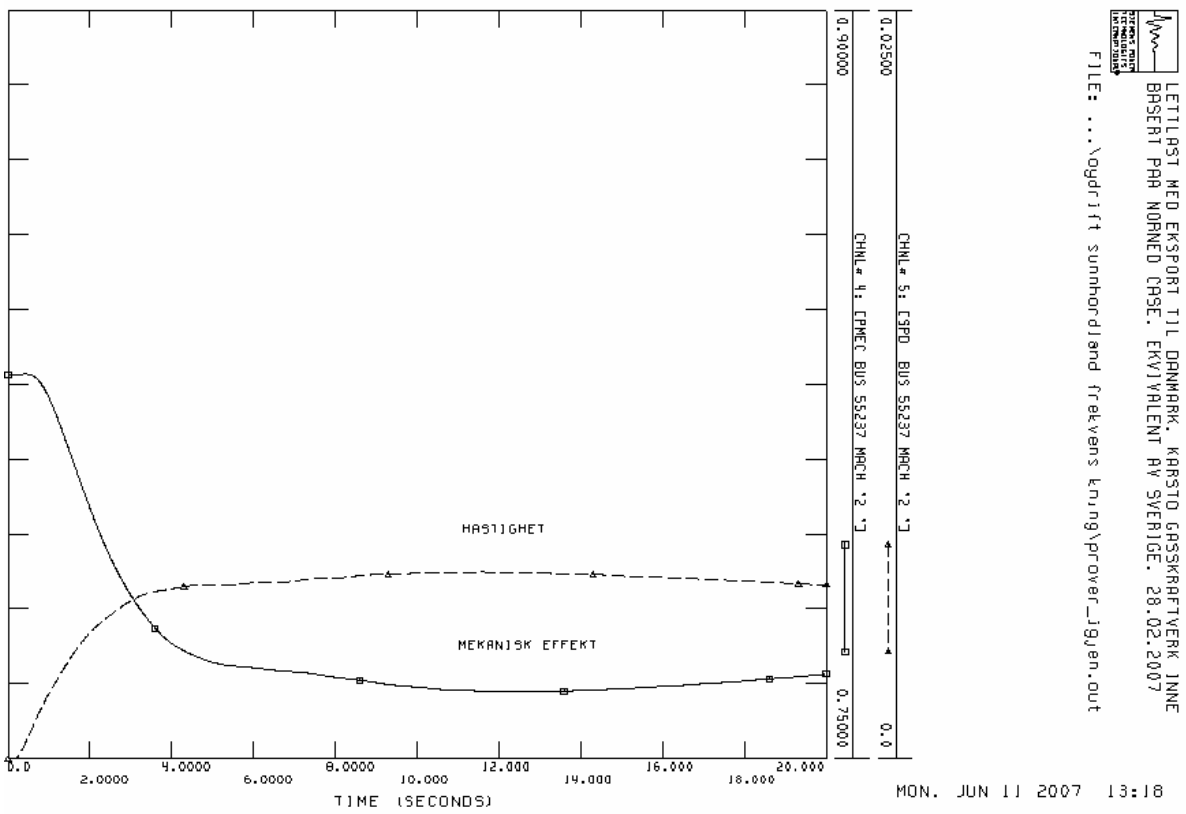


Figur 30: Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet i gasskraftverket etter utkobling av 50MW last på Håvik

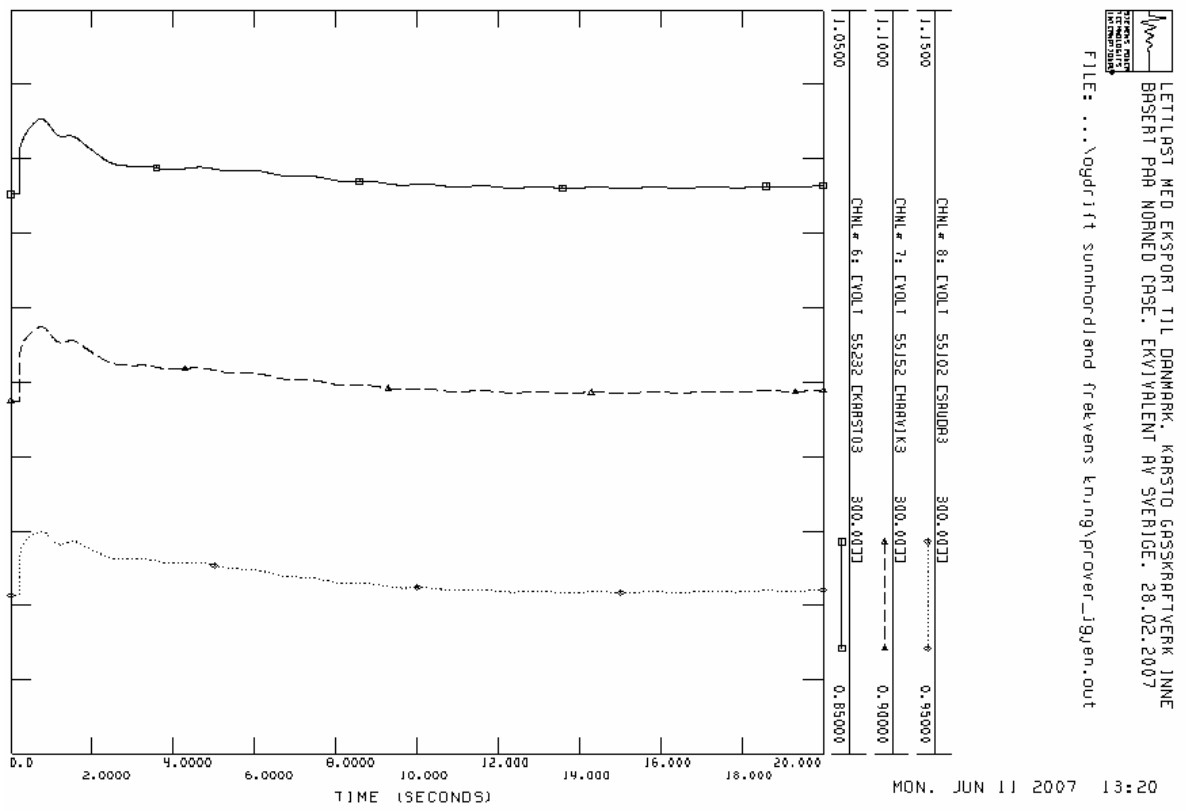
I Figur 30 ser vi at den elektriske effekten i maskinen går ned umiddelbart som følge av lastutkoblingen. Dette får hastigheten til å øke. Som vist i Figur 31 reguleres den mekaniske effekten ned i løpet av ca 5 s, noe som får hastigheten til å stabilisere seg. Spenningene stiger etter utfallet av lasten. Dette forårsaker en nedgang produksjonen av reaktiv effekt, før maskinen stabiliserer seg noe under utgangspunktet pga at det kreves mindre reaktiv effekt i nettet. Forløpet går i det hele tatt som forventet.

Forløpet er også simulert med GAST -modellen som turbinregulator og med vannkraftverket installert på Kårstø. Simuleringene kan sees i vedlegg 2.4 og vedlegg 2.5. GAST -modellen gir et noe mer oscillatorisk forløp enn med URCSCT -modellen. Det tar også noe lengre tid før spenningene stabiliserer seg.

Vannkraftverket bruker noe lengre tid på å regulere seg inn enn de to andre modellene. Det er å forvente, da det vil ta lengre tid å operere ventilen i et vannkraftverk. Spenningene bruker også tilsvarende lengre tid på å stabilisere seg.



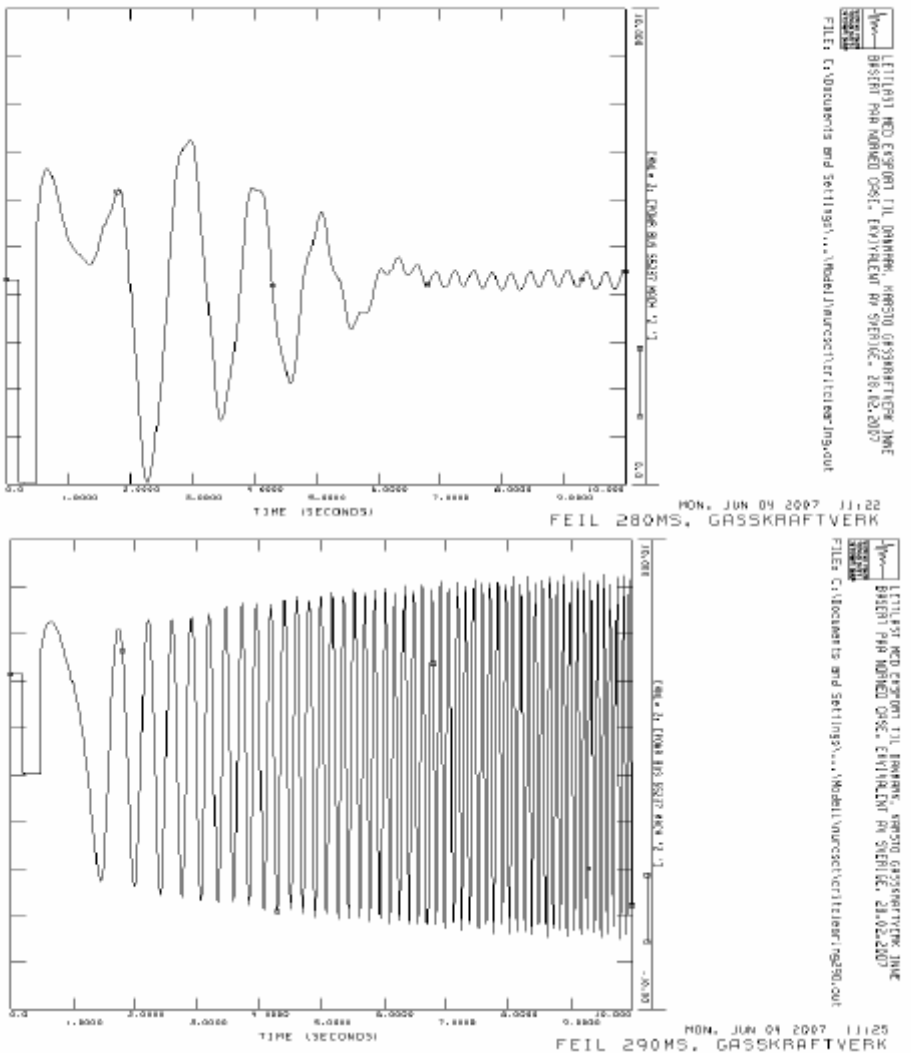
Figur 31: Mekanisk effekt og hastighet i gasskraftverket etter utkobling av 50MW last på Håvik



Figur 32: Spenninger på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 50MW last på Håvik

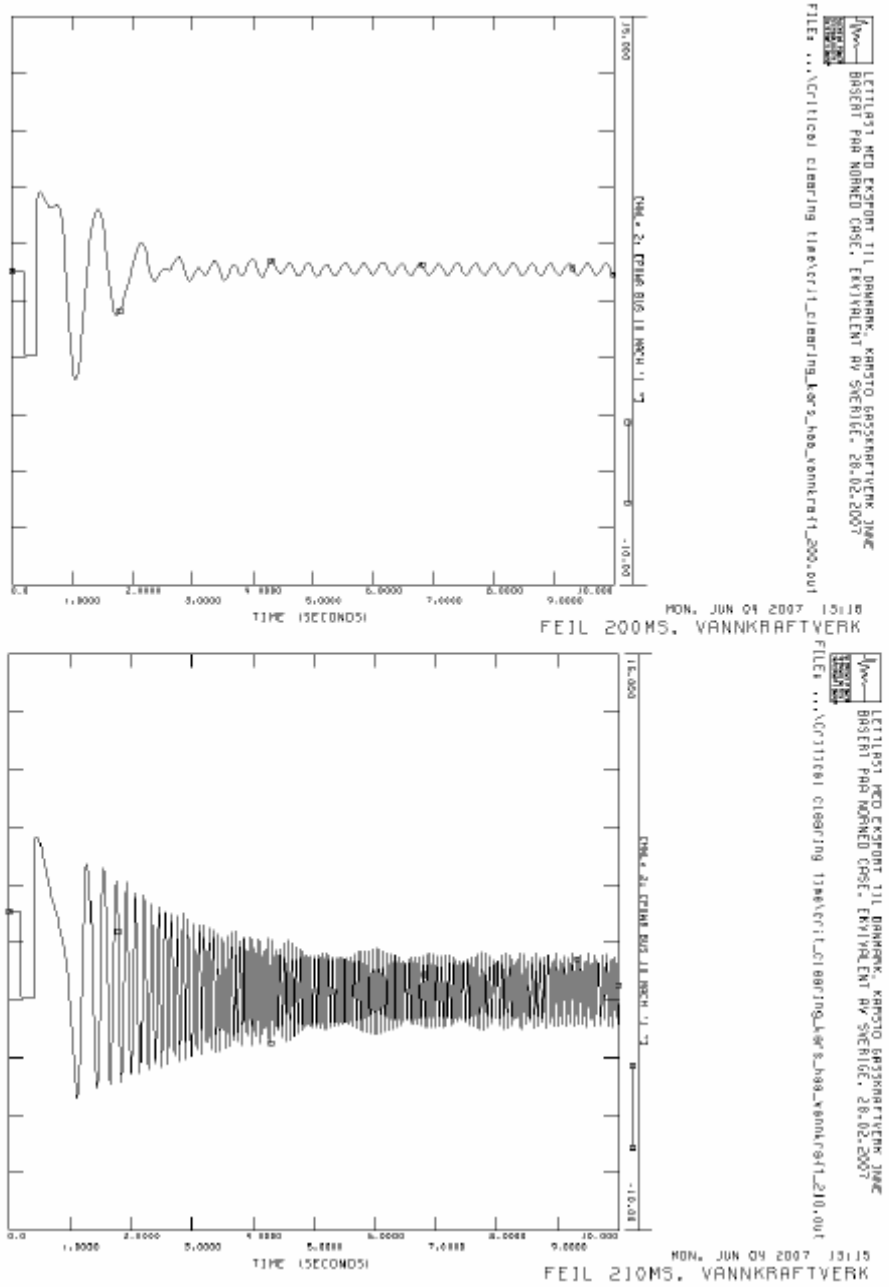
4.1.5 Kritisk bortkoblingstid

Figur 33 viser forløpet for elektrisk effekt i gasskraftverket med en feiltid på hhv 280ms og 290ms. 280ms feiltid medfører store utslag, men maskinen klarer å hente seg inn igjen. Ved en feiltid på 290ms faller maskinen ut av synkronisme. Pendlingene mot slutten av simuleringen ved 280ms feiltid er forårsaket av 35MW-gassturbinen som står på Kårstø, som faller ut av synkronisme. Effekten i gassturbinen og det kombinerte kraftverket kan sees i vedlegg 2.6



Figur 33: Kritisk bortkoblingstid for gasskraftverket

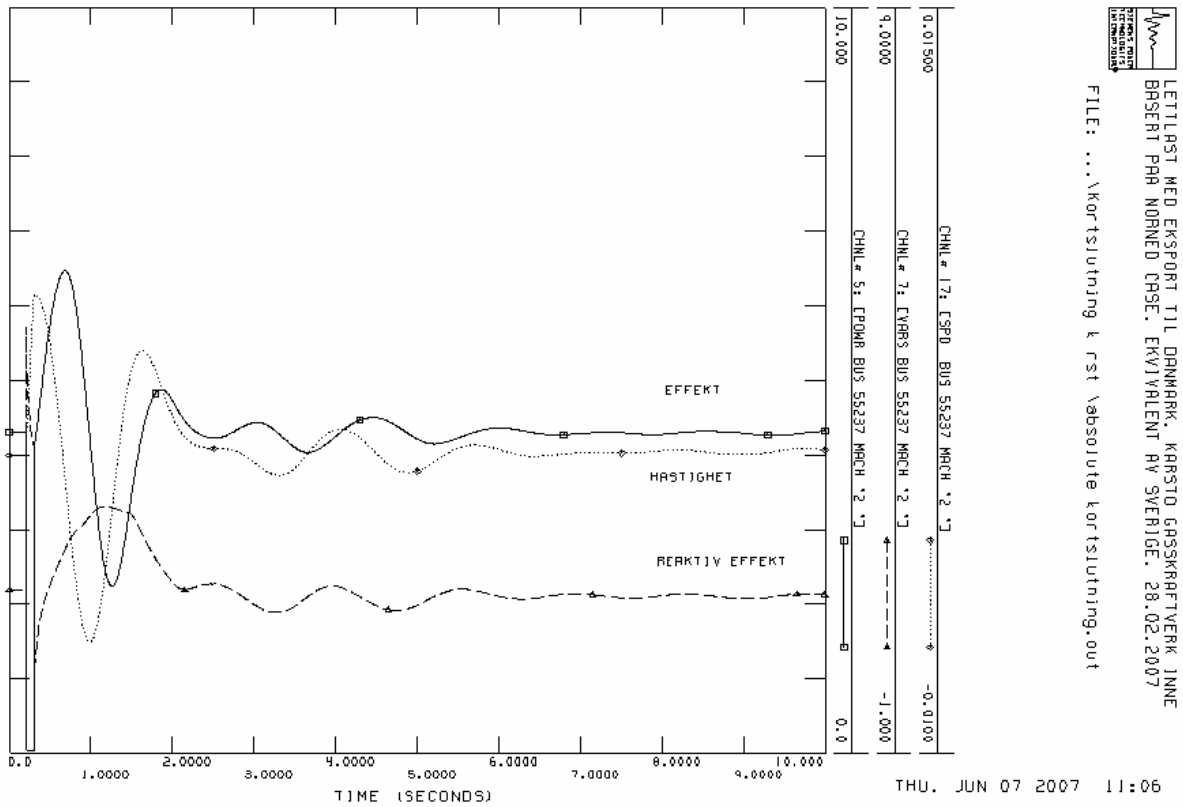
Figur 34 viser forløpet for den elektriske effekten i vannkraftverket, etter en feil med varighet på hhv 200ms og 210ms. Det er verdt å legge merke til at forskjellen i kritisk bortkoblingstid i de to kraftverkene er så mye som 80ms. Dette må kunne sies å være en vesentlig forskjell. De samme pendlingene på slutten av simuleringen som vises på Figur 33 finner vi igjen i Figur 34 Det er ikke foretatt simuleringer med GAST -modellen for kritisk bortkoblingstid, da regulatoren har lite å si for hvor lang denne tida blir. Det henvises til [Vestrum, 2006].



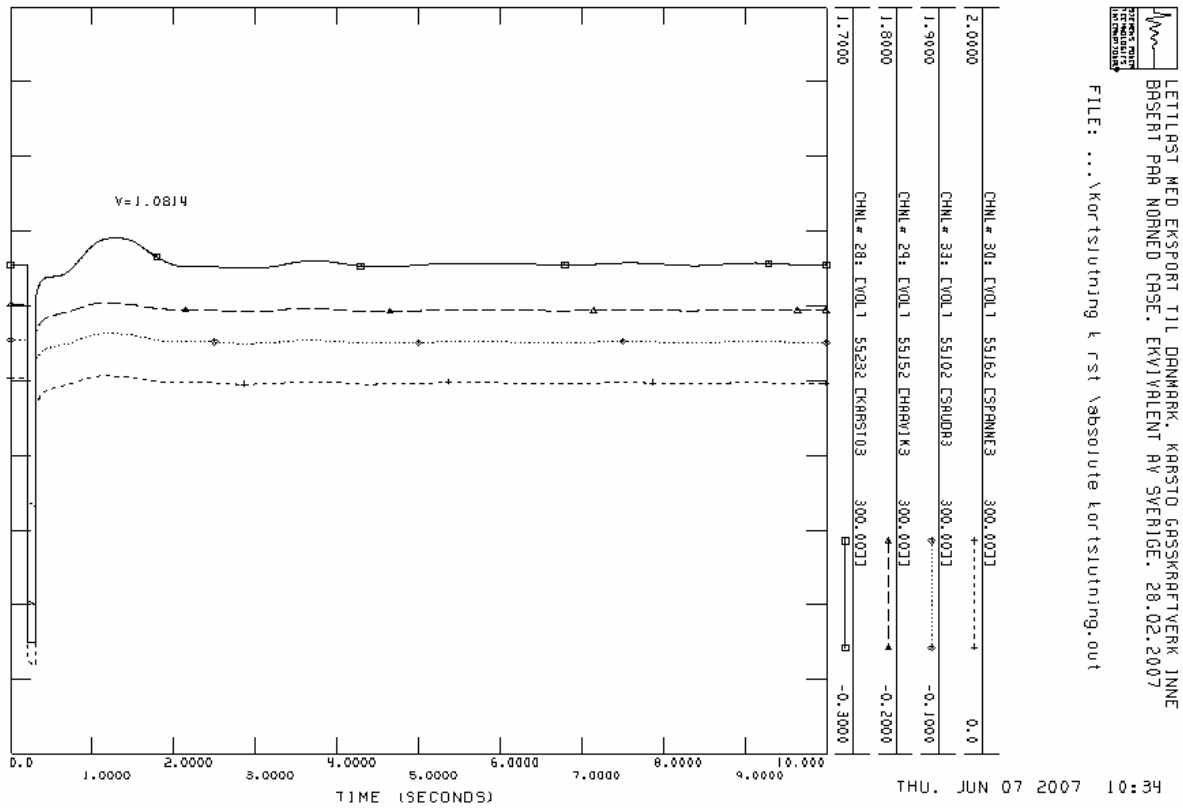
Figur 34: Kritisk bortkoblingstid for vannkraftverket

4.1.6 Kortslutning på linja Kårstø-Håvik

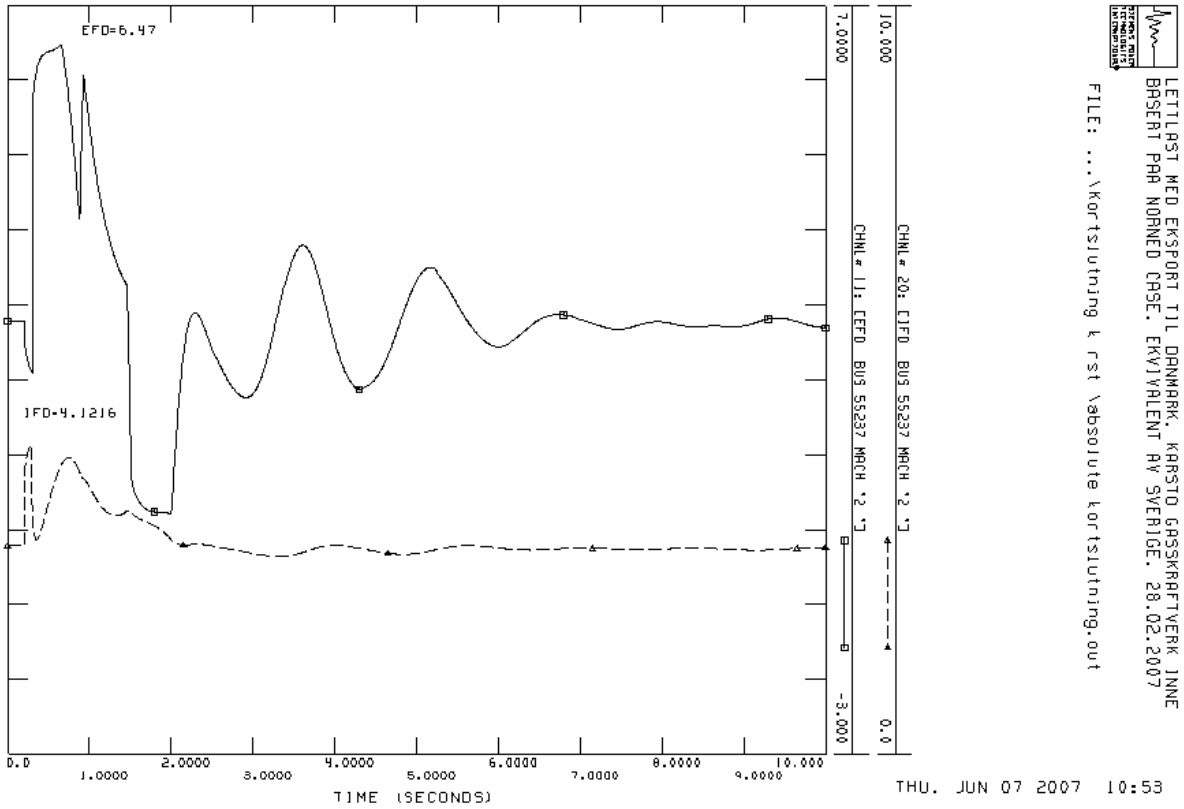
Figur 35, Figur 36 og Figur 37 viser forløpet etter en 100ms trefase kortslutning på linja Kårstø-Håvik med påfølgende bortkobling av linja.



Figur 35: Effekt, reaktiv effekt og hastighet for kombinert kraftverk



Figur 36: Spenning på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne



Figur 37: Feltspenning og feltstrøm i kombinert kraftverk

Figur 35 viser effekt, reaktiv effekt og hastighet for det kombinerte kraftverket. Maskinen stabiliserer seg greit etter et innsvingningsforløp. Det oppstår små svingninger etter de store utsvingene pga 35MW gassturbinen på Kårstø, som beskrevet i avsnitt 4.1.3. Maksimalt utslag i hastigheten er fra -0,3Hz til +0,2Hz. Det første effektutsvinget er ca 200MW positivt og negativt i forhold til utgangsverdien.

Figur 36 viser spenningen på 300kV samleskinnene på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne etter feilen. Ved feilen er spenningen null på Kårstø. På Håvik og Spanne er spenningen hhv 0,2 og 0,25p.u., mens spenningen på Sauda går ned til 0,57p.u. Spenningene gjenopprettes til 0,9p.u. umiddelbart etter feilen. Spenningen på Kårstø går opp til 1,08p.u.1sekund etter feilen. Alle spenningene har stabilisert seg ca 2 sekunder etter at feilen er utkoblet.

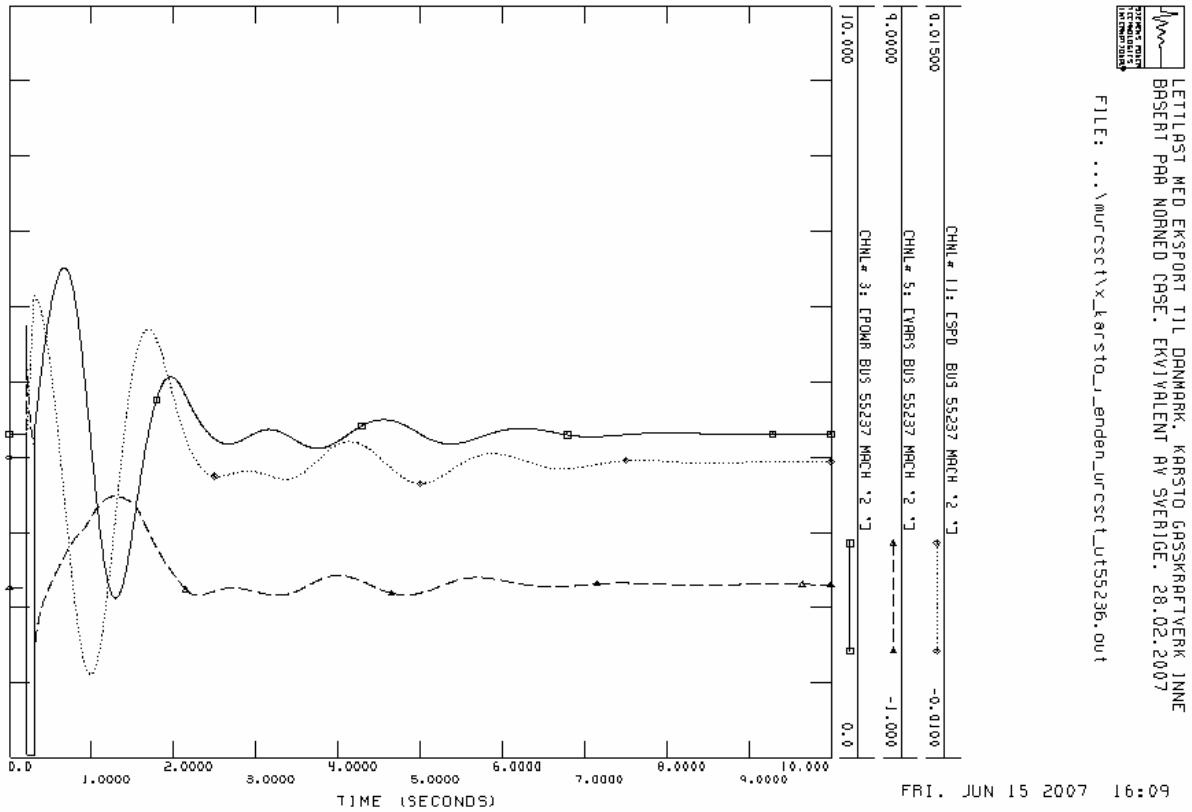
Figur 37 viser feltspenningen og feltstrømmen til det kombinerte kraftverket. Feltspenningens maksimalverdi er 6,47p.u., som er over dens tillatte maksimalverdi på 6,356p.u. Feltstrømmens maksimalverdi er 4,12p.u. Feltstrømmens merkeverdi er 3,53p.u. Med begrensning på 159 % av merkeverdi er tillatt maksimalverdi 5,6p.u. Under simuleringen holder verdien seg godt under dette nivået. Feltstrømmen stabiliserer seg raskt etter feilforløpet. Feltspenningen har til dels store svingninger, men svinger seg greit inn i løpet av ca 7 sekunder.

Det samme feilforløpet er simulert med vannkraftverket tilkoblet samleskinna på Kårstø, og gasskraftverket utkoblet. Grafene over forløpet finnes i vedlegg 2.7. Forløpet til vannkraftverket er noe mer oscillatorisk enn for gasskraftverket. Spenningene gjenopprettes fort etter feilen, men svingninger i den reaktive effekten forårsaket av 35MW gassturbinen, medfører noe spenningsvariasjon utover simuleringen.

4.1.7 Kortslutning Kårstø-Sauda med Sauda-Håvik utkoblet

Det foretas kontinuerlig vedlikehold og reparasjoner på komponentene i kraftnettet. Naturlig nok medfører dette at linjer må kobles ut fra tid til annen. Dersom en feil oppstår når en linje allerede er utkoblet kan det føre til større belastning på systemet.

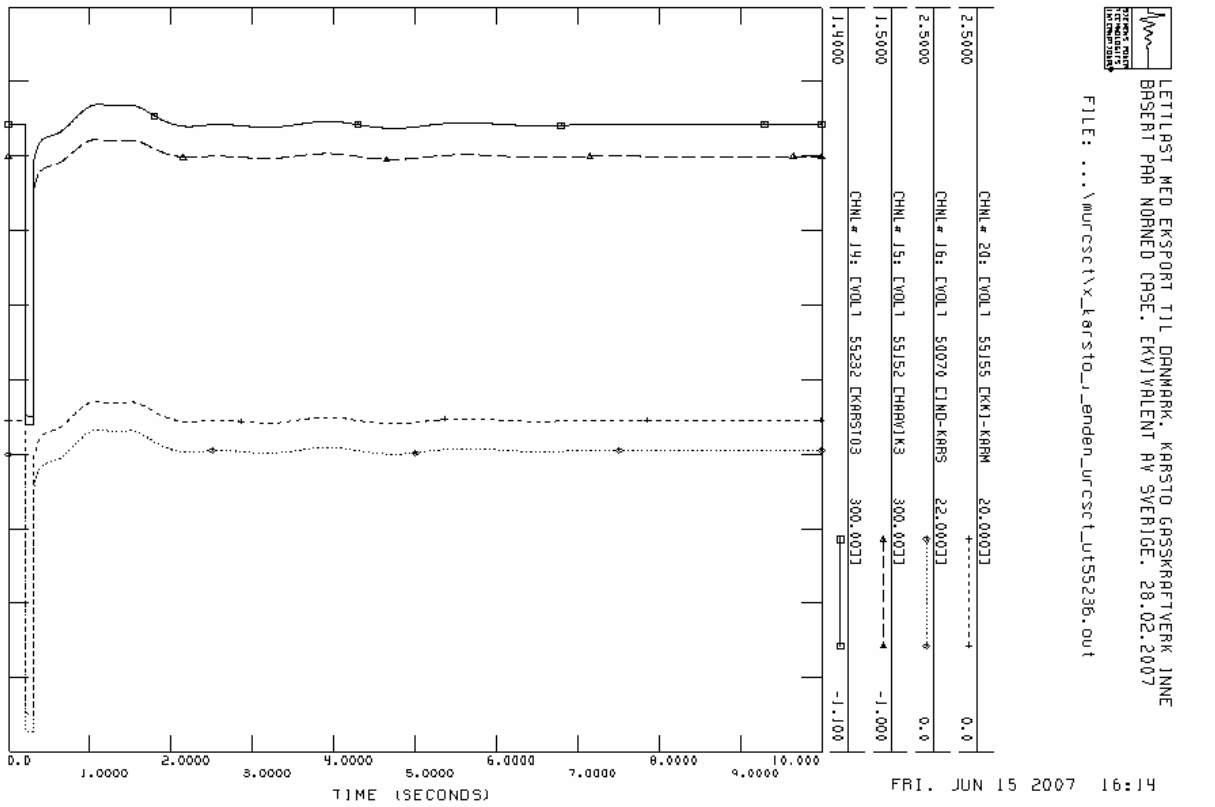
Utgangspunktet for denne simuleringen er at linja fra Sauda til Håvik er koblet ut. En kortslutning oppstår på linja mellom Sauda og Kårstø, hvorpå denne blir koblet ut. Kårstø blir da liggende i enden av en lengre streng. 35MW gassturbinen blir koblet ut etter feilen.



Figur 38: Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet etter kortslutning på og utkobling av linja Kårstø – Sauda

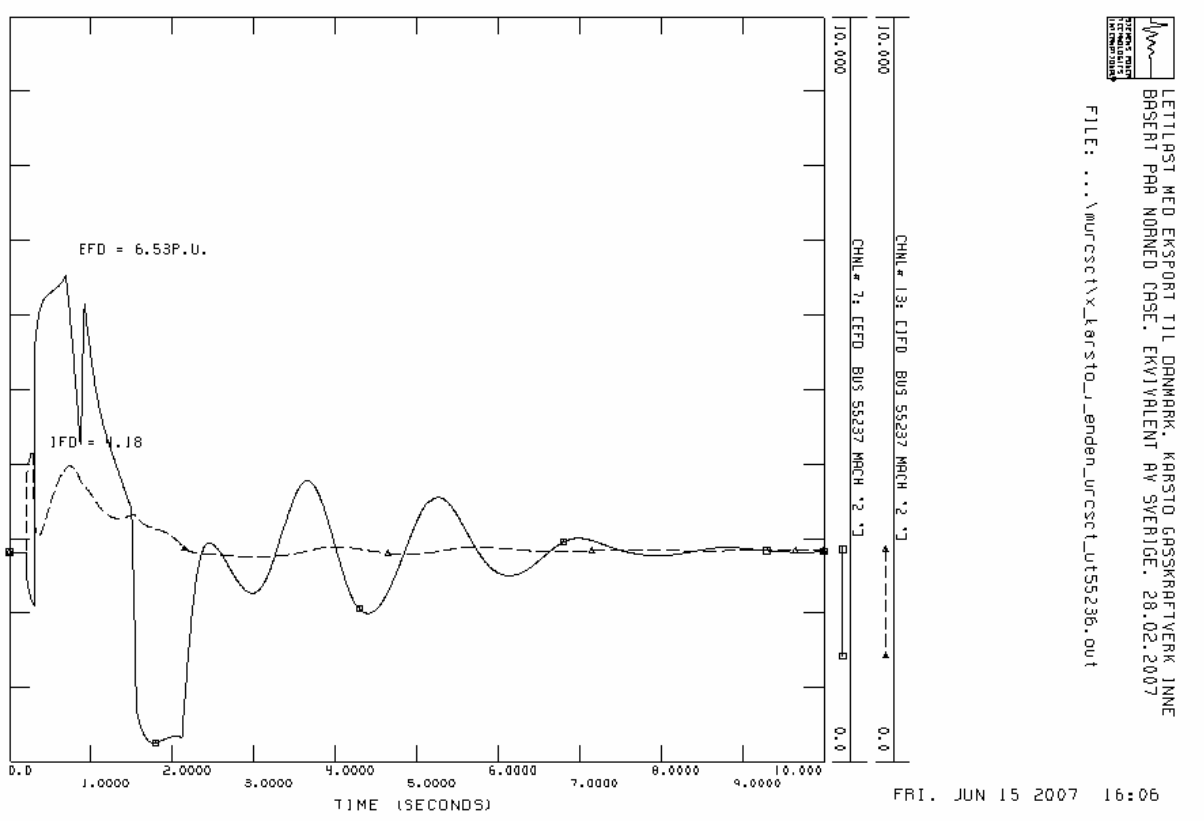
Figur 38 viser aktiv og reaktiv effekt og hastigheten til kraftverket under og etter feilen. Feilen fører til store utslag i aktiv og reaktiv effekt i maskinen, men den stabiliserer seg på samme nivå som den var før feilen etter ca 7 s.

Figur 39 viser spenningene på 300kV samleskinnene på Kårstø og Håvik, på 22kV samleskinna på Håvik og på 22kV samleskinna hvor 35MW gassturbinen er tilkoblet på Kårstø. Spenningen på Kårstø 300kV samleskinna på Kårstø faller til 0, mens 22kV spenninga faller til 0,07p.u.. under feilen. Spenningene på Håvik faller til ca 0,12p.u. under feilen. Alle spenningene gjenopprettes til over 0,9p.u. på under 10ms etter at feilen er utkoblet. I løpet av 7 s har spenningene stabilisert seg på samme nivå som de hadde før feilen.



Figur 39: Spenning på 300kV og 22kV samleskinner på Kårstø og Håvik

Figur 40 viser feltstrømmen og feltspenningen i gasskraftverket under og etter feilen. Feltspenningen har en topp på 6,53p.u. 400ms etter at feilen er utkoblet. Dette er over grensene for kraftverket. Feltstrømmen har en maksverdi på 4,18p.u. under feilen, og holder seg godt under maks tillatte verdi også under resten av feilforløpet.



Figur 40: Feltspenning og feltstrøm i det kombinerte kraftverket

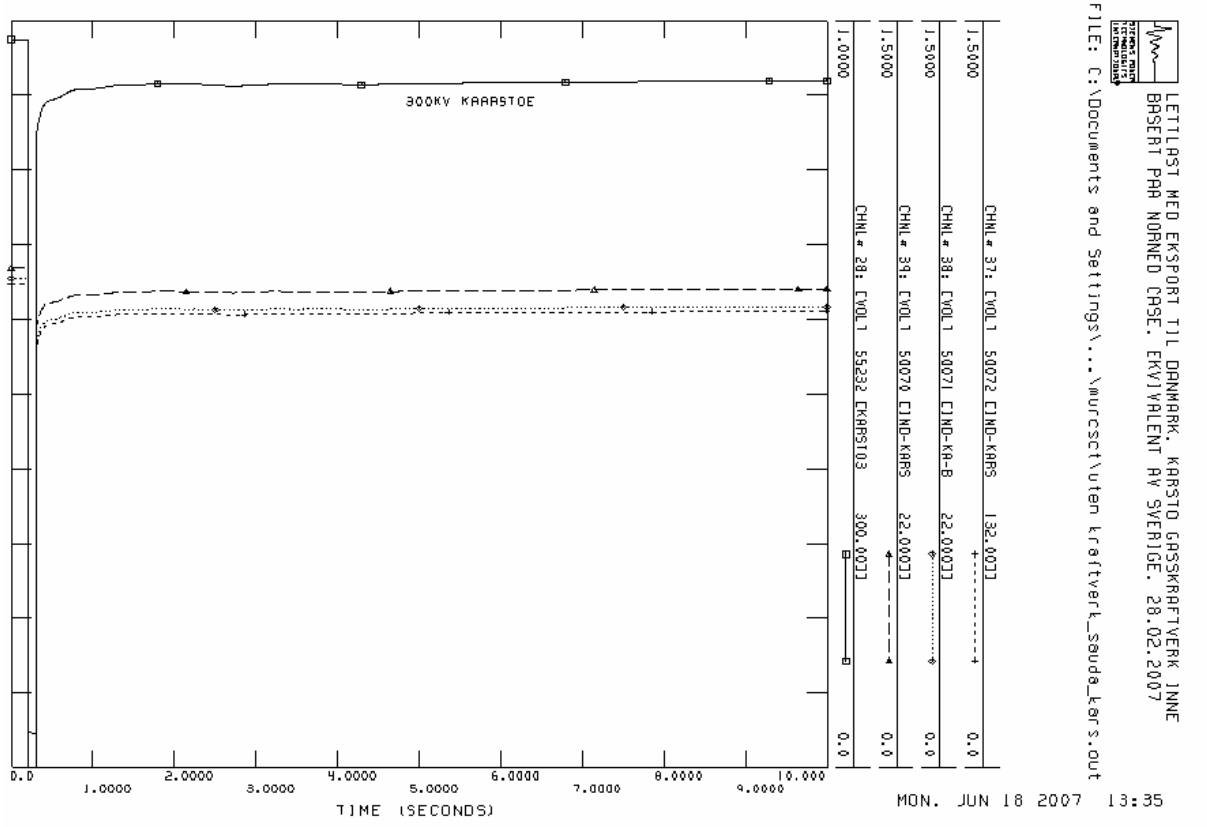
4.1.8 Kortslutning Kårstø-Sauda uten kraftverk på Kårstø

Også i denne simuleringen er linja mellom Sauda og Håvik utkoblet i utgangspunktet. I tillegg er kraftverkene på Sauda (118,4MW – 7,6MVAr), Nesflata (111,9MW + 42,0MVAr) og Blåfalli (72,3MW + 19,1MVAr) innkoblet for å oppveie for gasskraftverket.

Det oppstår en trefase kortslutning på linja Kårstø-Sauda. Kortslutningen fører til at linja blir koblet ut etter 100ms. Linja blir ikke forsøkt koblet inn igjen. Figur 41 viser spenningene på Kårstø under og etter feilen.

Spenningen på 300kV samleskinnen er 0,975p.u. før feilen. Når feilen blir koblet ut når spenningen umiddelbart 0,85p.u. Spenningen når 0,9p.u. ca 0,5s etter at feilen er koblet ut. spenningen stabiliserer seg på 0,92p.u. Nedgangen på 5,5 % skyldes økt spenningsfall i nettet, ettersom kraften må transporteres lengre og kraftverket ikke bidrar med reaktiv effekt lengre. Spenningene på 22kV samleskinnene og 132kV samleskinna har tilsvarende forløp som på 300kV samleskinna.

Simuleringen viser at kraftverket bidrar mye til systemets evne til å holde spenningene oppe i forbindelse med feil og svekkelser i nettet.

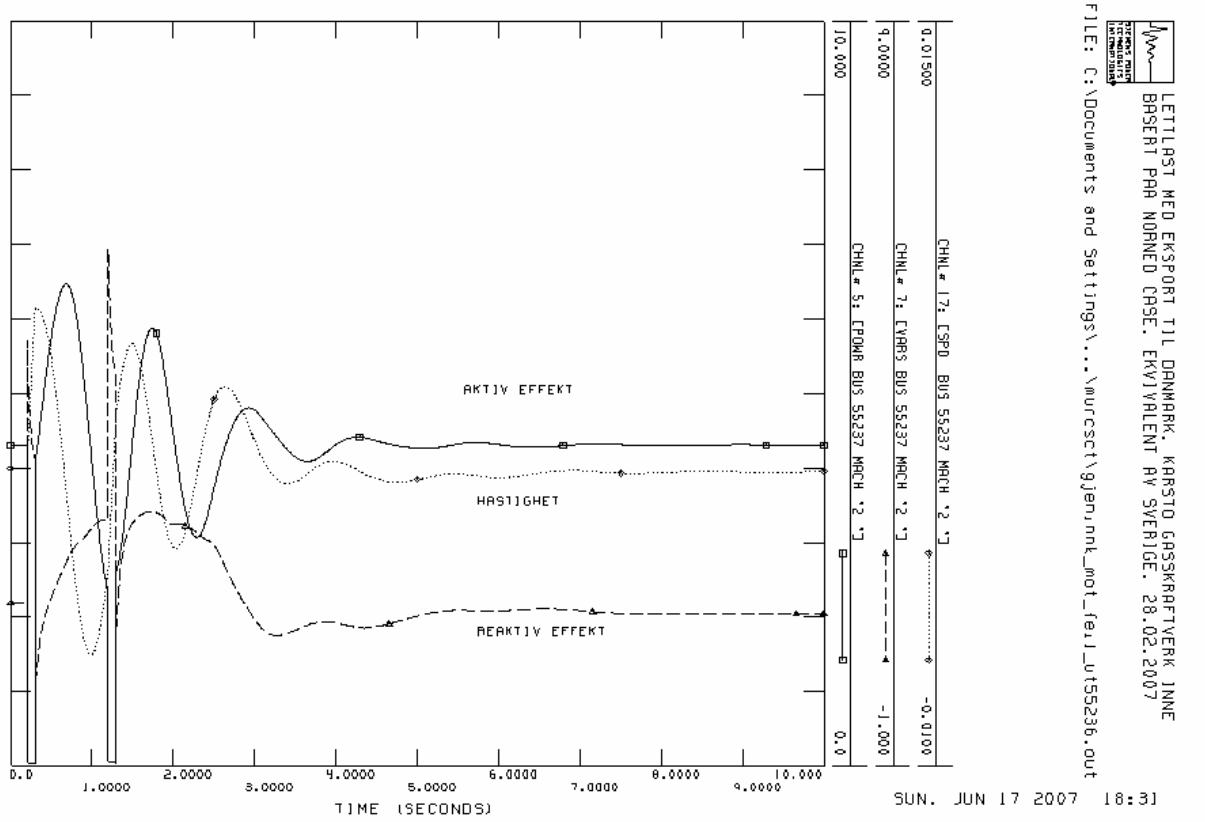


Figur 41: Spenninger på Kårstø

4.1.9 Gjeninnkobling mot feil på linje Kårstø-Håvik

Ved feil på luftlinjer vil det typisk være automatisk gjeninnkobling etter en feil. Dersom feilen ikke har forsvunnet idet linja kobles inn medfører det en ekstra belastning på komponenter som allerede er stresset.

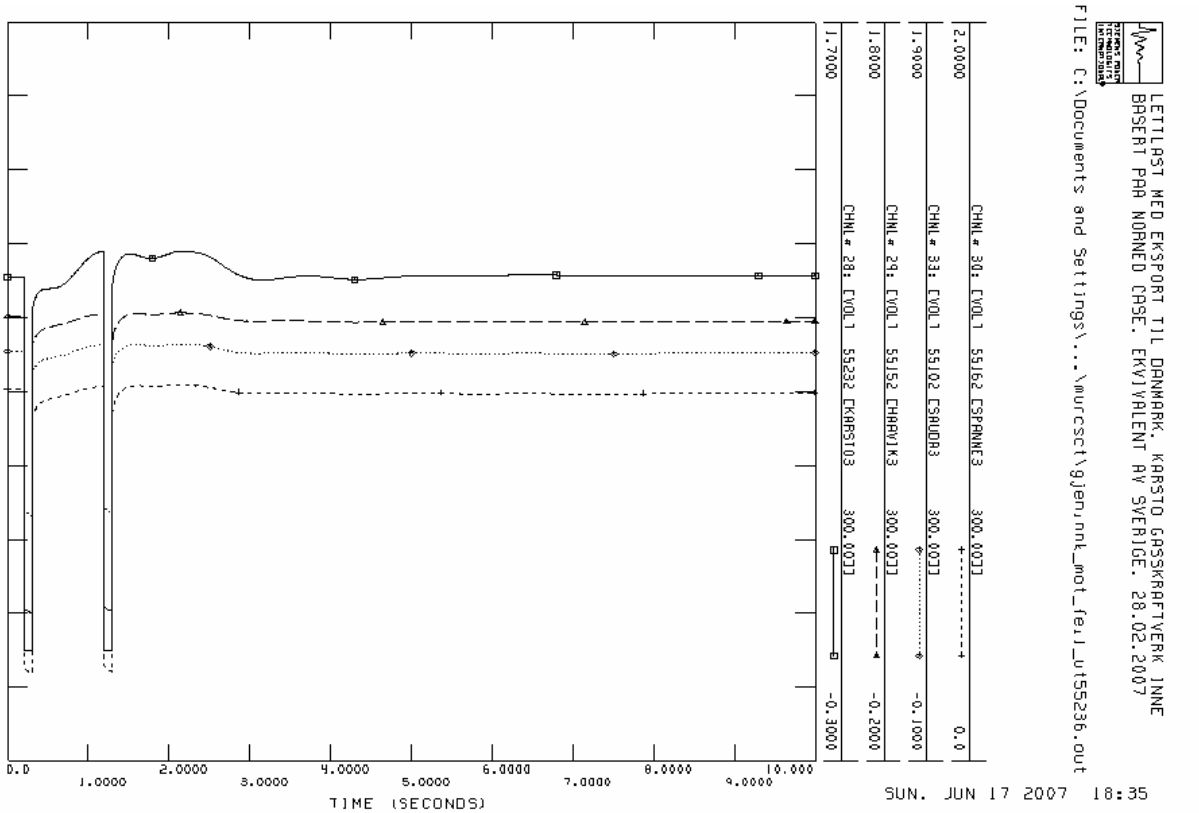
Det oppstår en trefase kortslutning på linja Kårstø-Håvik. Linja kobles ut etter 100ms. Etter 0,9s kobles linja inn igjen uten at feilen er borte. Linja blir liggende inne nye 100ms før den kobles ut for godt. 35MW gassturbinen blir koblet ut etter feilen. Figur 42, Figur 43 og Figur 44 viser forløpet ved hendelsen.



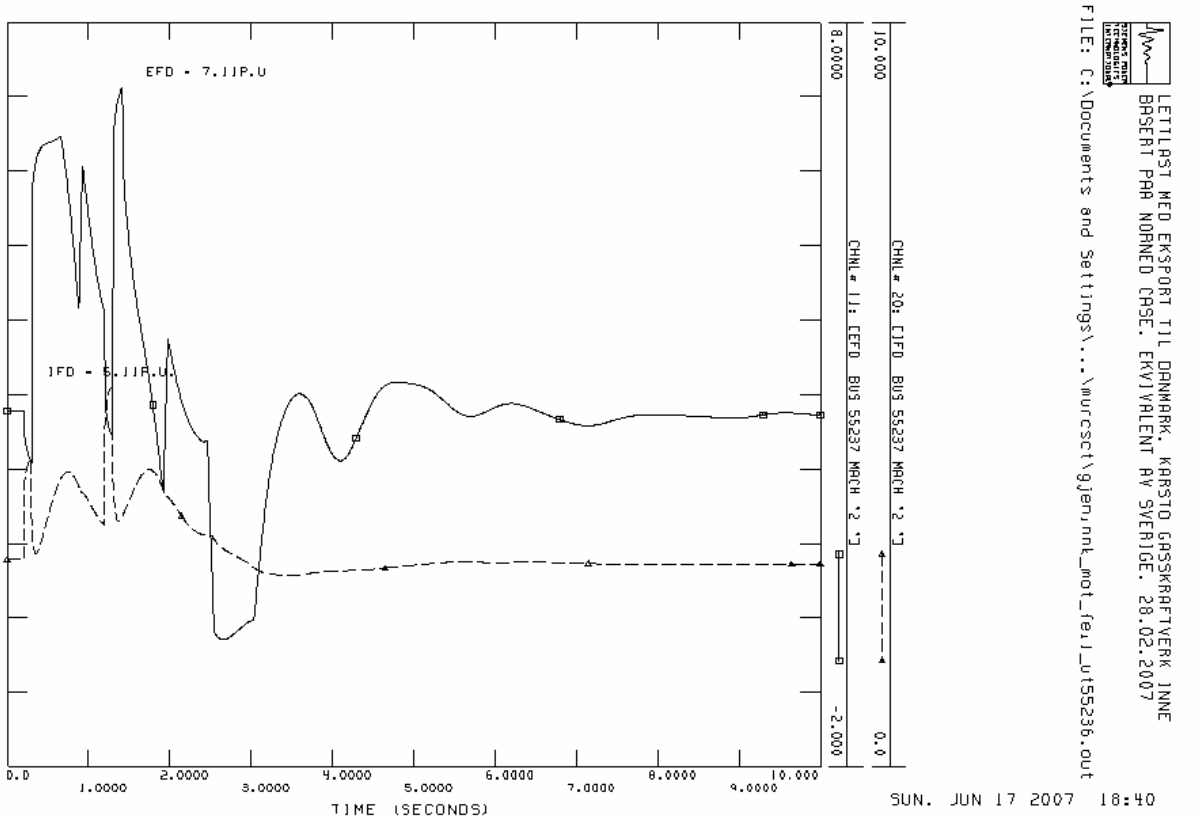
Figur 42: Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet i gasskraftverket

Figur 42 viser aktiv og reaktiv effekt og hastighet i maskinen under feilforløpet. Maskinen er transient stabil overfor denne hendelsen. Ser at utsvinget med hensyn på effekt og hastighet er mindre etter den andre feilen enn etter den første. Idet gjeninnkoblingen skjer har maskinen rukket å svinge tilbake en gang, og hastigheten er mindre enn hva som er utgangspunktet før den opprinnelige feilen. Fra Figur 35 ser vi at maskinen har størst hastighet etter 1,6s, sett bort fra like etter feilen. Dersom gjeninnkoblingen kommer i dette øyeblikket vil utsvinget bli større. En simulering er foretatt for denne hendelsen, og forløpet er vist i vedlegg 2.8). Simuleringen viser at maskinen er transient stabil også overfor denne hendelsen.

Figur 43 viser spenningene på 300kV samleskinnene på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne etter feilen. Spenningene gjenopprettes fort, også etter den andre feilen. Pga at kraftverket gir ut mye reaktiv effekt for å holde spenningen oppe under feilen øker spenningen til rundt 1,08p.u. i ca 1s etter at linjen er utkoblet for godt.



Figur 43: Spenninger på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne

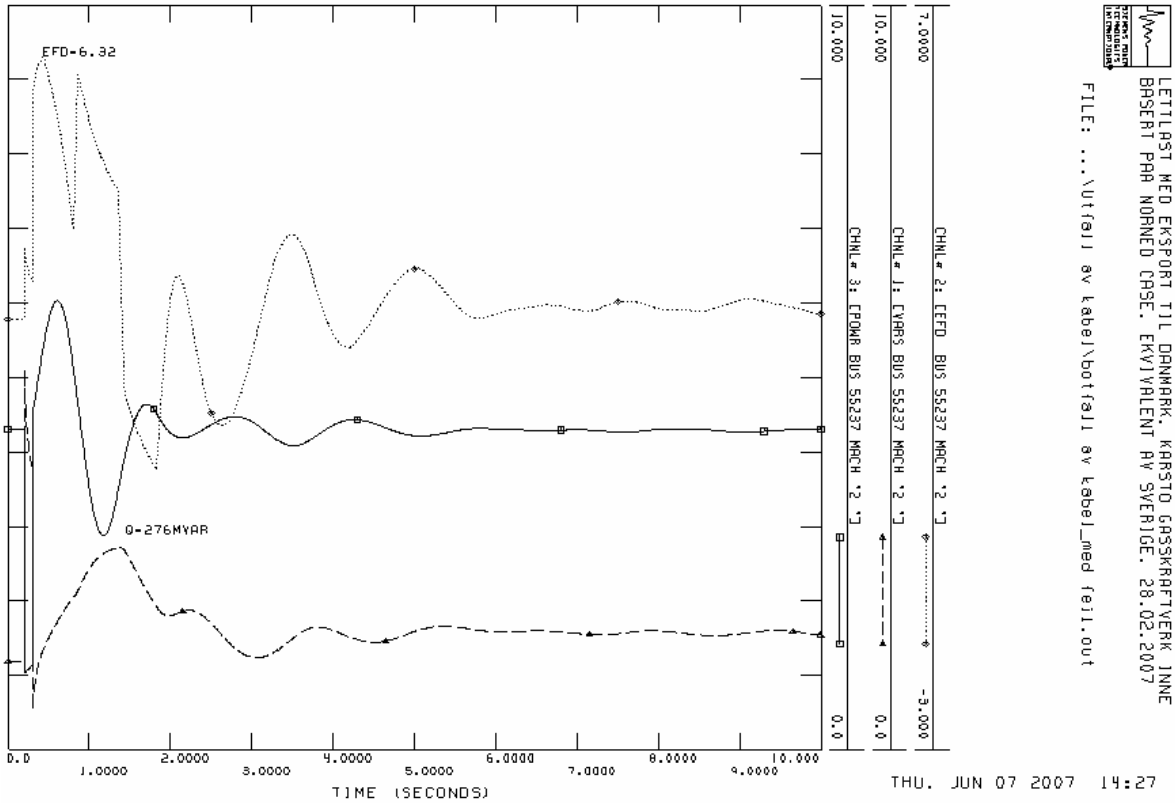


Figur 44: Feltspenning og feltstrøm i gasskraftverket

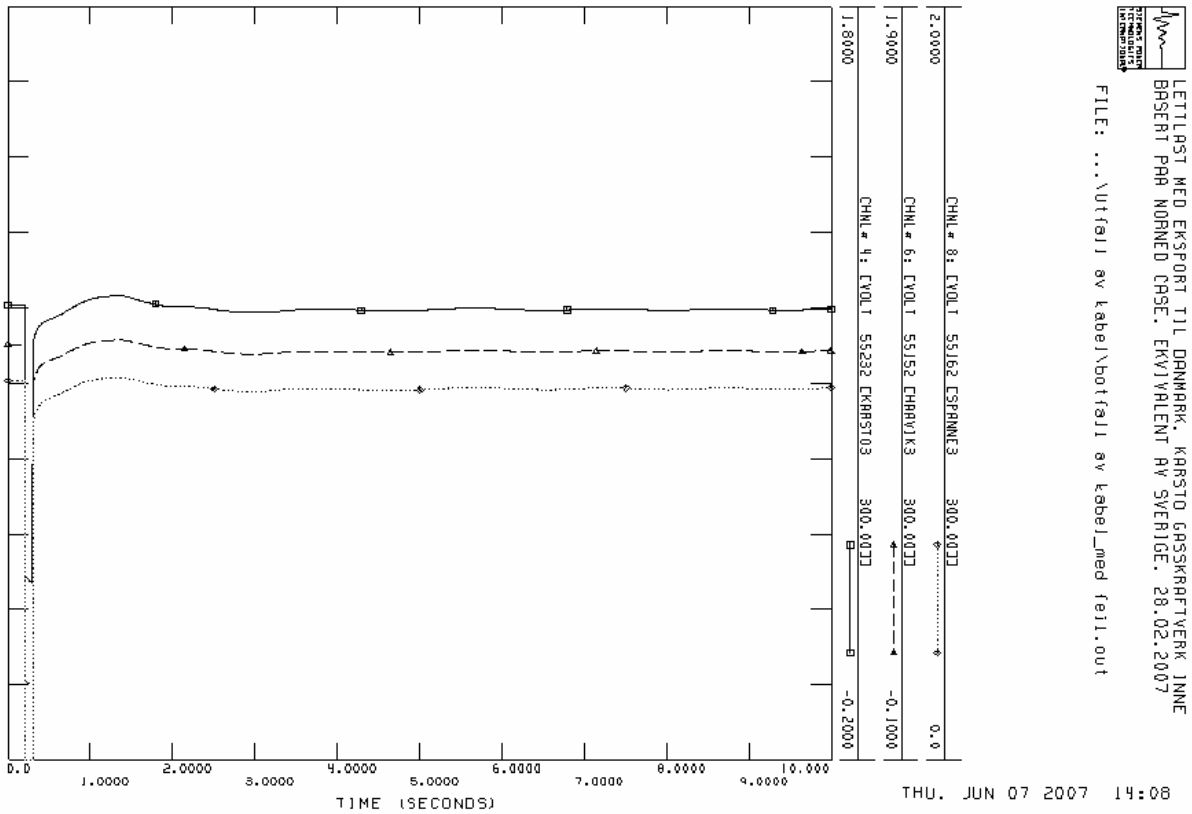
Figur 44 viser feltstrømmen og feltspenningen i kraftverket. Feltstrømmen får en topp på 5,11p.u. idet linja kobles inn. Dette er under dens maksverdi på 5,6p.u. Feltspenningen har en topp på 7,11p.u. idet linja kobles ut for andre gang. Dette er over dens tillatte maksimalverdi.

4.1.10 Utfall av kabel mellom Spanne og Stord

Figur 45 og Figur 46 viser forløpet ved en 100ms kortslutning på kabelen mellom Spanne og Stord, med påfølgende utkobling av kabelen.



Figur 45: Effekt, reaktiv effekt og feltspenning



Figur 46: Spenning på 300kV samleskinnene på Kårstø, Håvik og Spanne

Figur 45 viser aktiv og reaktiv effekt og feltspenningen til gasskraftverket. Maskinen svinger greit inn etter feilen. Den reaktive effekten går til 509MVAr under feilen. Etter at feilen er koblet ut er det største utslaget 276MVAr. Samtidig er den aktive effekten 355MW, noe som gir cosφ=0,79. Etter feilen stabiliserer den reaktive effekten seg på 163MVAr, mot 120MVAr før feilen, pga at kabelen ikke lenger bidrar med reaktiv effekt. Feltspenningen når 6,32p.u. umiddelbart etter feilen. Dette er like oppunder maksimum tillatte verdi, men ikke over.

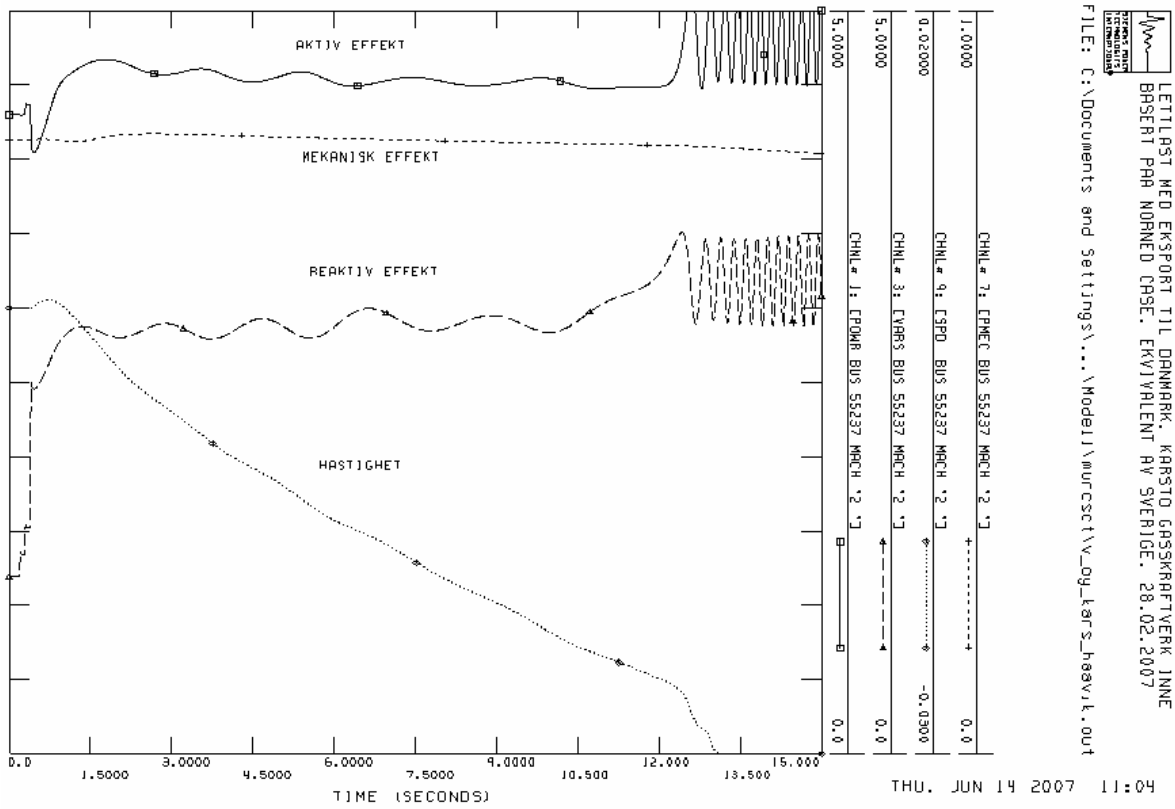
Spenningene for ulike deler av forløpet kan ses i Tabell 4. spenningene gjenopprettes til ca 0,9p.u. umiddelbart når feilen blir koblet bort. Etter at systemet har stabilisert seg er spenningene fra 0,7 % til 1,65 % lavere enn utgangspunktet. Bortfallet av kabelen medfører tap av 107,1MVAr på Spanne-sida og 26,4MVAr på Stord-sida.

Tabell 4: Spenninger før, under og etter feilen

	Før feil	Min spenning	Max spenning	Etter feil
Kårstø	1,0070	0,2809	1,0400	1,0000
Håvik	1,0013	0,1123	1,0270	0,9940
Spanne	1,0065	0,0000	1,0180	0,9900

4.1.11 Kårstø og Håvik som øyområde

I denne simuleringen blir linjene fra Spanne til Håvik, Håvik til Sauda og Sauda til Kårstø koblet ut for å se om det er mulig å drive området som en egen øy hvis det skulle bli nødvendig. I simuleringen ble først linja mellom Spanne og Håvik koblet ut etter 0,2s, så Håvik-Sauda etter 0,3s og så Kårstø-Sauda etter 0,4s. Dette på grunn av at det bød på vanskeligheter i forhold til simuleringsprogrammet å koble ut alle samtidig. Det ble ikke påført noen kortslutning på systemet i forkant av utkoblingene. Figur 47og Figur 48 viser forløpet etter utkobling av linjene.

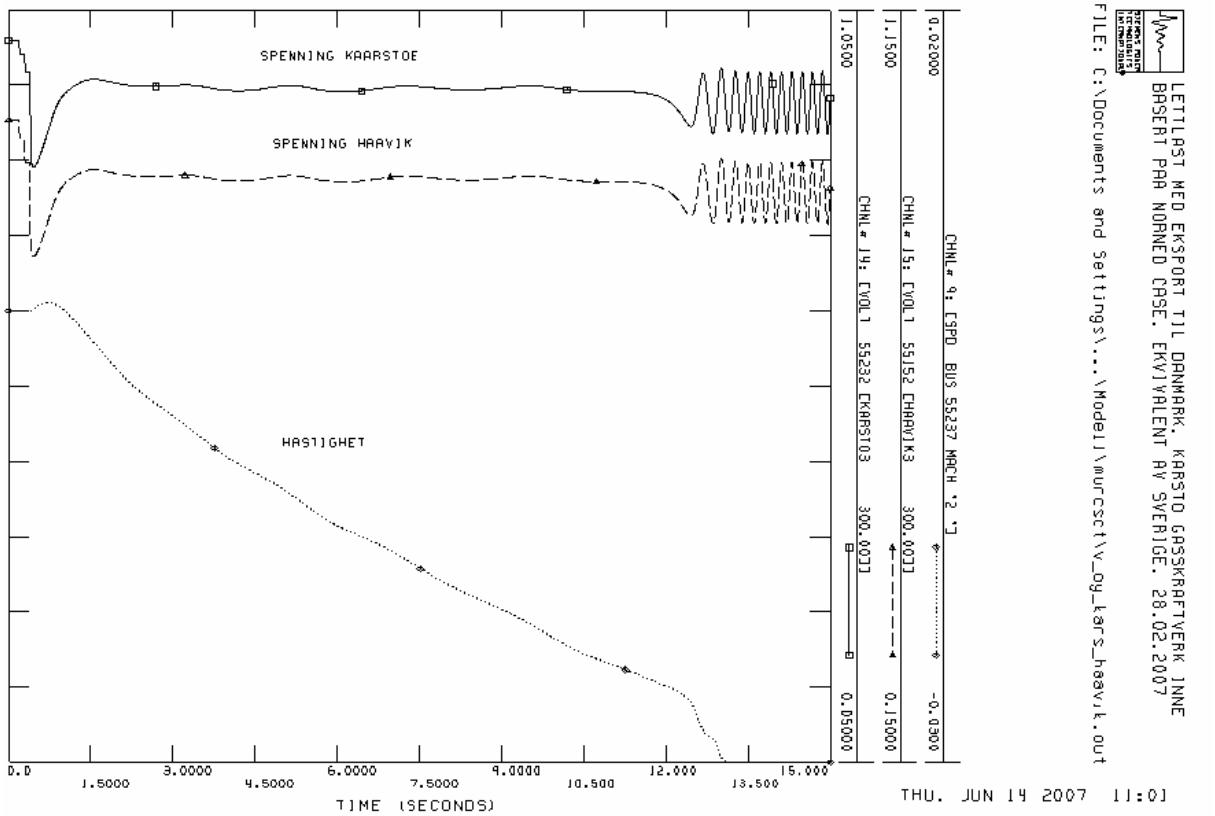


Figur 47: Aktiv effekt, reaktiv effekt, mekanisk effekt og hastighet i gasskraftverket ved øydrift av Kårstø og Håvik

I utgangspunktet er gir det kombinerte kraftverket inn 429,3MW og 55,7MVAr, mens 35MW gassturbinen tilfører 34,1MW og trekker 11,6MVAr fra 22kV samleskinnen den er koblet til. Dette gir en samlet tilført effekt på 463,4MW og 44,1MVAr. Forbruket til lastene i området er samlet 540MW og 190,3MVAr. Da ingen av lastene kobles bort vil man bli avhengig av lastenes frekvensavhengighet hvis det skal gå bra, men det er nok optimistisk å tro at det skal kunne dekke inn hele 76,6MW.

Som vi ser rampes den reaktive effekten opp til sin maksimalverdi umiddelbart etter utkoblingen av linjene for å dekke underskuddet av reaktiv effekt i området. Hastigheten går litt opp med det samme, men kraftverket klarer ikke å produsere tilstrekkelig med mekanisk

effekt, noe som gjør at frekvensen synker nokså raskt. Etter 5 s er frekvensen nede på 49,4Hz. Dette medfører også, som vist tidligere, at kraftverket ikke klarer å holde oppe produksjonen av mekanisk effekt, noe som forverrer situasjonen ytterligere. Ved 12 s er frekvensen nede i 48,76Hz. 35MW gassturbinen faller da ut av synkronisme, noe som fører til at hastigheten synker enda fortere.



Figur 48: Spenning på Kårstø og Håvik og hastighet i gasskraftverket ved Kårstø og Håvik som eget øyområde

Spenningen faller til ca 0,82p.u. like etter at øyområdet oppstår pga av det store underskuddet av reaktiv effekt. Den stiger imidlertid snart igjen og er oppe på ca 0,95p.u. på Kårstø og ca 0,93p.u. på Håvik etter om lag 1,2s. Spenningen holder seg på dette nivået etter utkoblingen fram til 35MW gassturbinen faller ut.

I og med at det tar såpass lang tid før maskinen faller ut burde det i praksis være mulig å koble bort en del last for å bedre kraftbalansen, slik at maskinen kan fortsette å kjøre. Imidlertid har man i utgangspunktet en nokså lavt belastet situasjon. Dersom systemet er tyngre belastet i utgangspunktet vil det gå enda kortere tid før maskinen må trippes.

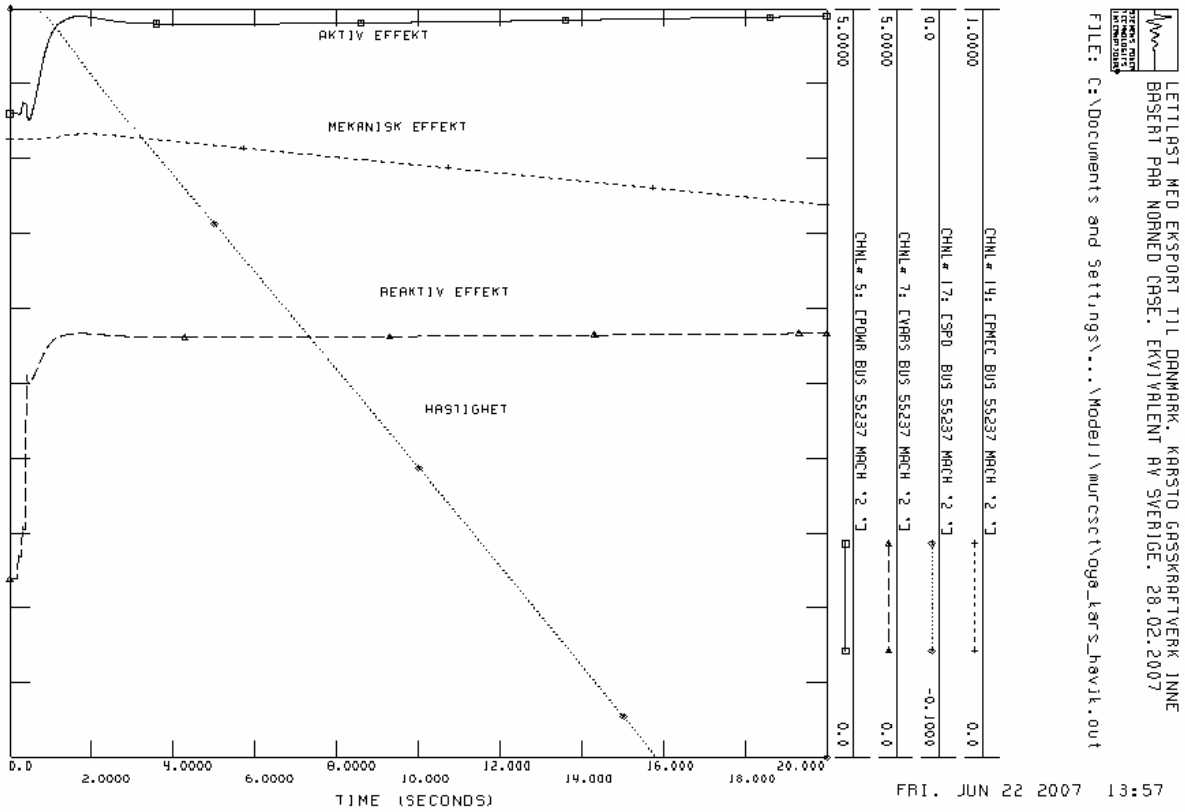
Simuleringen er også foretatt med GAST -modellen som turbinregulator. Forløpet ved denne simuleringen kan sees i vedlegg 2.9. Vannkraftverket er ikke direkte sammenlignbart da det

har mindre maksproduksjon enn gasskraftverket, og følgelig vil kunne yte alt for lite effekt når området blir satt i øydrift.

Under GAST -simuleringen faller ikke gassturbinen ut i løpet av de 20 s som er simulert. Her ser vi at modellen trosser kraftverkets begrensninger og øker produksjonen utover dets grenser, såpass at hastigheten bygges opp til å være høyere enn den var i utgangspunktet, etter først å ha hatt en minimumsverdi på ca 49,5Hz. Oscillasjonene i spenningen, den reaktive effekten og den aktive effekten kommer av svingninger som oppstår i 35MW gassturbinen.

Spenningene på Kårstø og Håvik synker til hhv 84 % og 82 % ved utkoblingen, men øker til ca 96 % og 94 % på ca 0,8 s. Maskinen klarer ikke å holde spenningen oppe pga at den går på maksimal reaktiv produksjon.

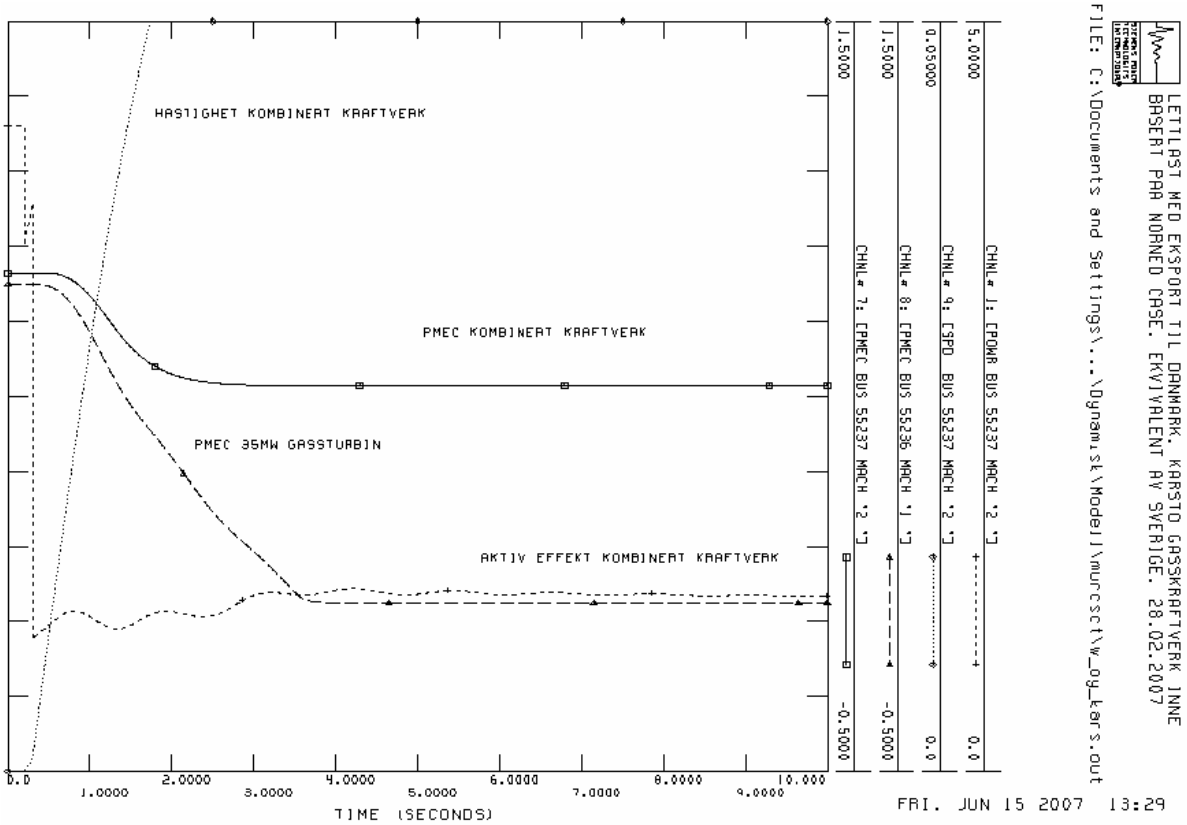
Figur 49 viser aktiv effekt, reaktiv effekt, hastighet og mekanisk effekt i kraftverket etter at linjene inn til Kårstø og Håvik er koblet ut. Her er også 35MW gassturbinen koblet ut idet vi får øydrift. Dette fører til at frekvensen synker hurtigere. Etter 9,8s er frekvensen nede i 47Hz, noe som ville ha medført tripping av kraftverket.



Figur 49: Aktiv effekt, reaktiv effekt, mekanisk effekt og hastighet ved øydrift når gassturbinen er koblet ut.

4.1.12 Kårstø som eget øyområde

I denne simuleringen blir begge linjene inn til Kårstø –linja Kårstø-Håvik og Kårstø-Sauda, koblet ut etter hhv 0,2 og 0,3 s uten forutgående feil. Forløpet er vist for URCSCT-regulatoren i Figur 50.



Figur 50: Kårstø som øyområde

Øyområdet Kårstø opplever et stort overskudd av kraft i det linjene blir utkoblet. Regulatoren klarer ikke å regulere ned produsert effekt fort nok, noe som fører til at hastigheten øker kraftig. Ser av Figur 50 at frekvensen passerer 52,5Hz allerede etter 1,7 s, og fortsetter å stige. Simuleringen er også foretatt med GAST -regulatoren, med tilsvarende resultat. Dette forløpet kan sees i vedlegg 2.10.

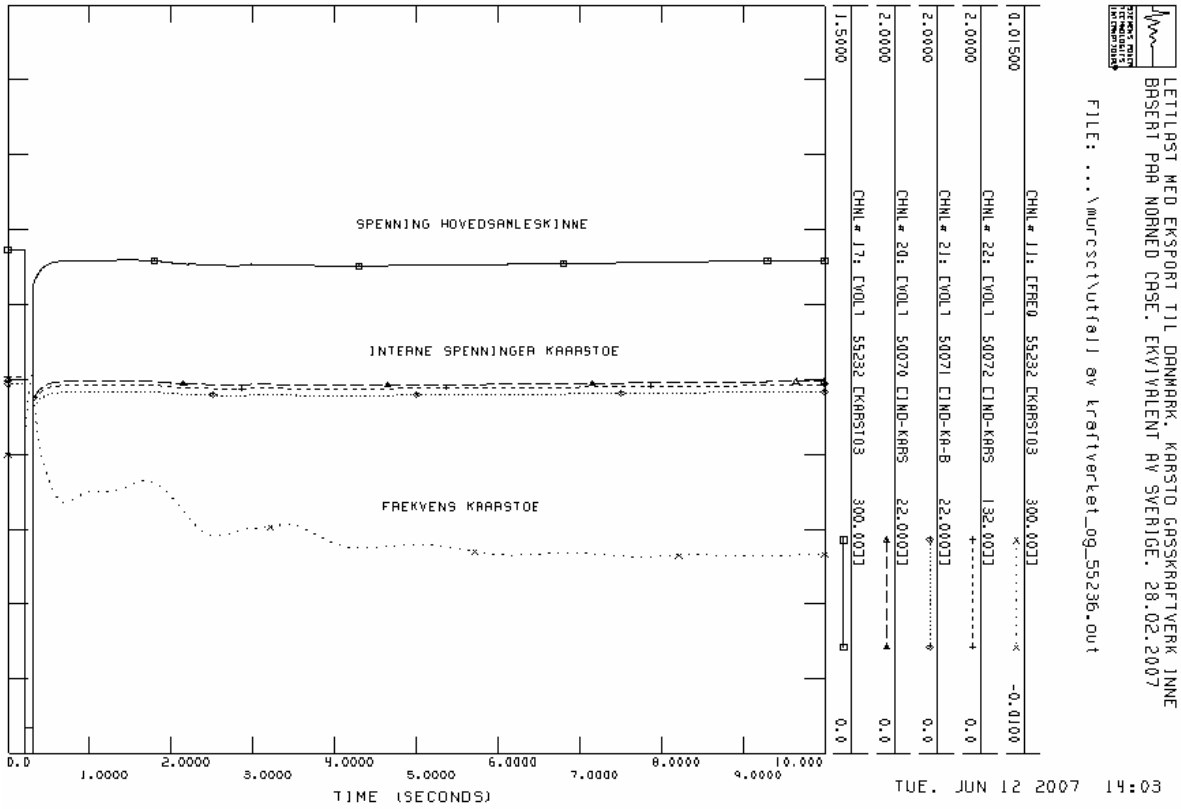
4.1.13 Utfall av kraftverket

Figur 51 viser spenningen på 300kV samleskinna, de to 22kV samleskinnene og 132kV samleskinna på Kårstø etter tripping av kraftverket og 35 MW gassturbinen. Foranledningen til utkoblingen er en feil mellom 300kV samleskinna og gasskraftverket.

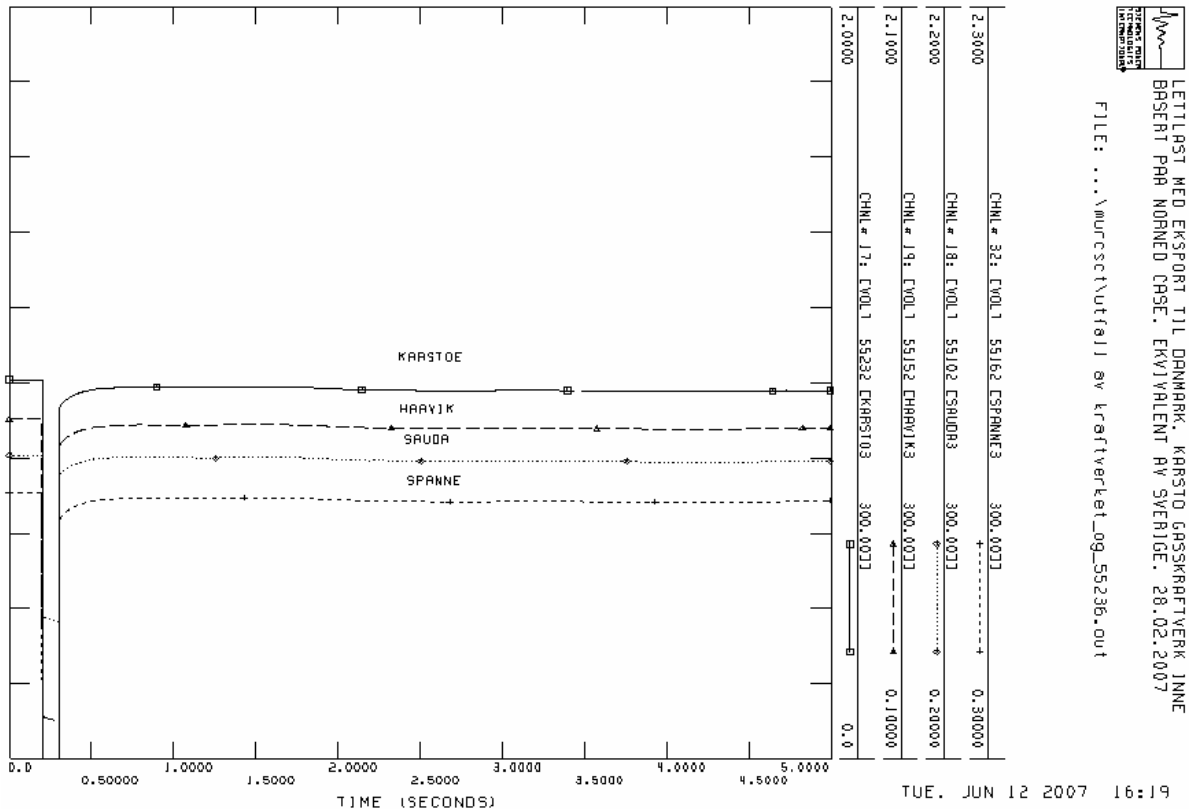
Spenningen på 300kV samleskinna er oppe på 0,987p.u. ca 350ms etter at feilen er koblet bort. Den stabiliserer seg på ca 0,99p.u., noe som er en nedgang på ca 2 % fra utgangs-spenningen. Frekvensen synker etter feilen som en følge av bortfallet av produsert effekt, og er nede i ca 49,83Hz. Spenningene på 22kV og 132kV samleskinnene gjenopprettes raskt, og

er oppe på 0,99p.u. ca 230ms etter feilen. Disse spenningene avviker med ca 0,5 % fra spenningen før feilen. Frekvensen synker til 49,83Hz pga utfallet av aktiv effekt.

Figur 52 viser spenningene på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne de første 5 s etter feilen. Alle spenningene blir fort gjenopprettet til omtrent 0,99p.u.



Figur 51: Spenning og frekvens på Kårstø etter utfall av kraftverket

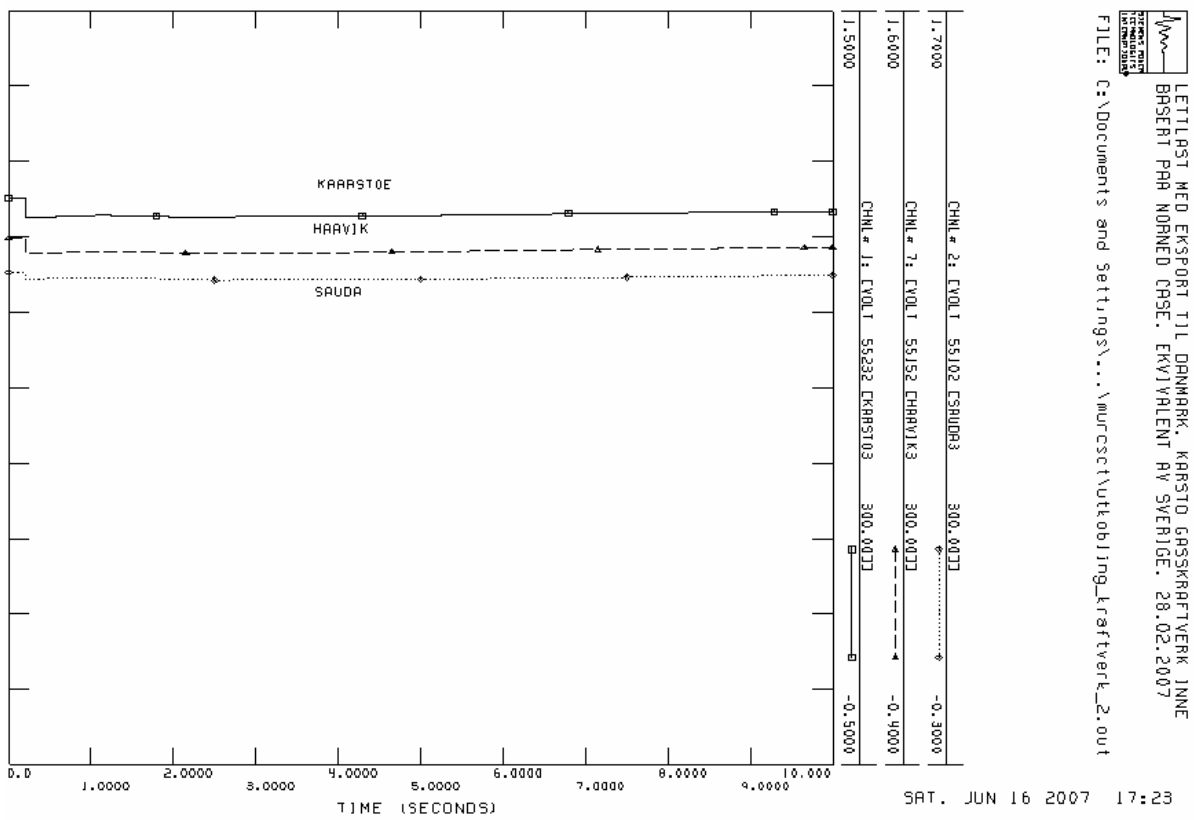


Figur 52: Spenning på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne

4.1.14 Utkobling av kraftverket med linja Kårstø-Sauda ute av drift

Det vil gi større utslag å miste den aktive og reaktive effekten supplert av det kombinerte kraftverket dersom nettet er svekket i utgangspunktet. Her er linja Kårstø-Sauda ute av drift. Figur 53, Figur 54 og Figur 55 viser spenninger på nærliggende samleskinner etter at kraftverket er koblet ut, uten foregående feil. 35MW gassturbinen blir koblet ut samtidig med gasskraftverket.

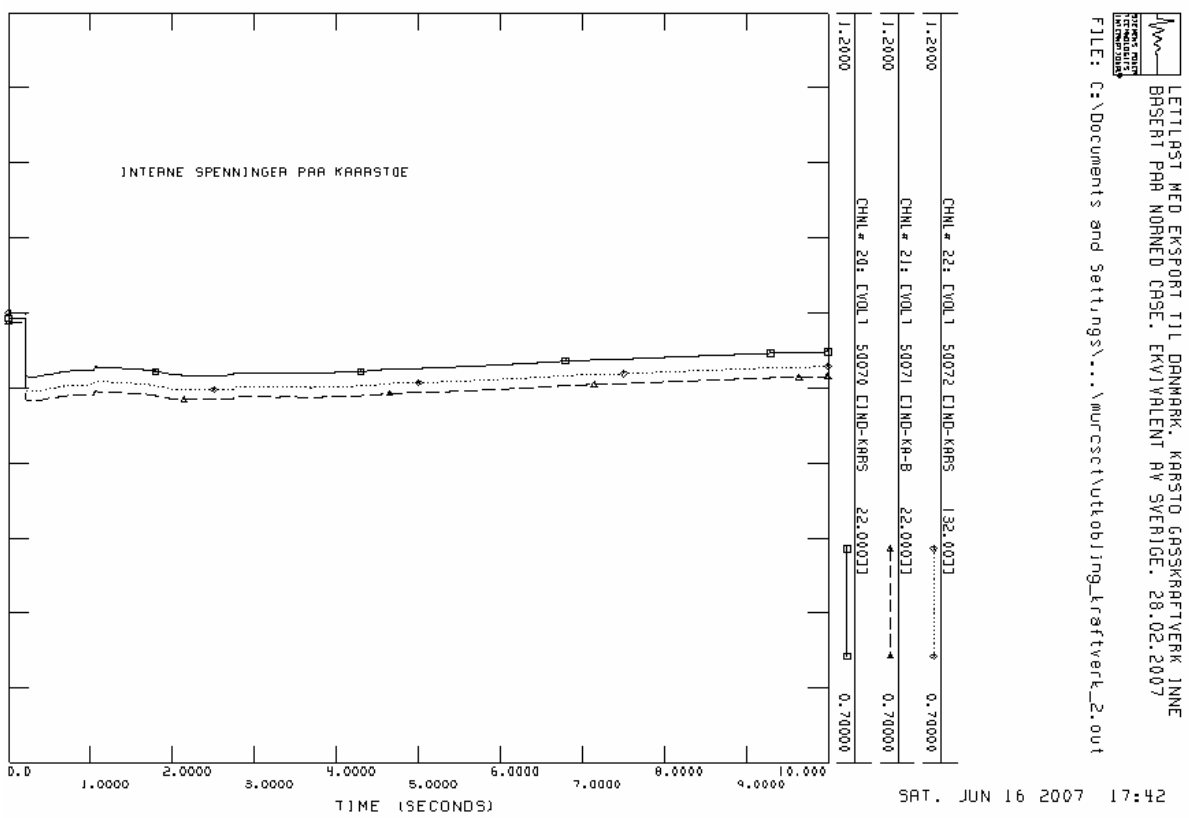
Av Figur 53 sees det at spenningen synker kraftig på Kårstø og Håvik, mens man får en mer moderat dipp i spenningen på Sauda. Idet kraftverket kobles ut synker spenningen på Kårstø med ca 5 % fra 1,004p.u. til 0,952p.u. Den stabiliserer seg på 0,97p.u., som er en nedgang på 3 % fra utgangsverdien. Spenningen på Håvik synker med 4,1 % fra 0,998p.u. til 0,957p.u. idet kraftverket kobles ut. Den stabiliserer seg på 0,975p.u., et avvik på ca 2,5 % på ca 10s. Spenningen på Sauda faller med 2 %, fra 1,007 til 0,987p.u. ved utkobling av kraftverket. Når spenningen stabiliserer seg er avviket mindre enn 1 % fra det den var før utkoblingen.



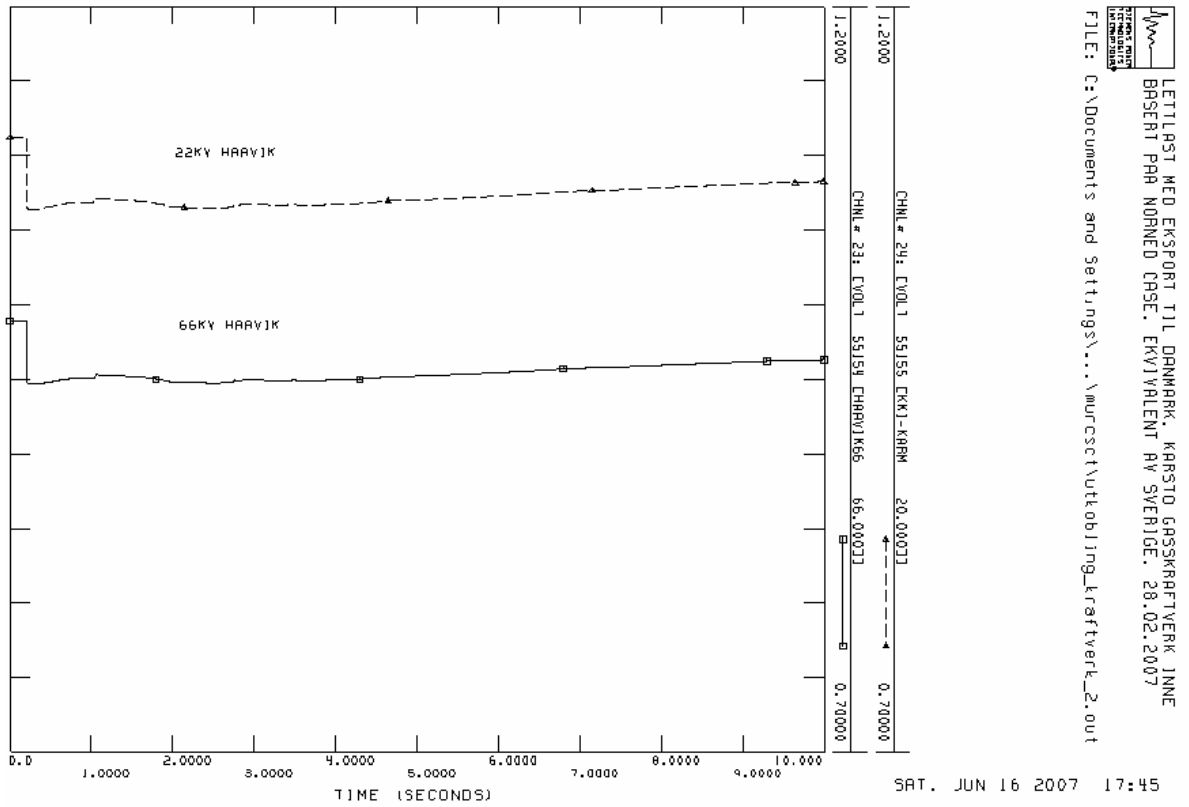
Figur 53: Spenninger på 300kV samleskinner på Kårstø, Håvik og Sauda

Figur 54 viser spenningene på 22kV samleskinnene og på 132kV samleskinna på Kårstø. Disse spenningene viser samme spenningsfall og stasjonær spenning som 300kV samleskinna. På samleskinna som 35MW gassturbinen er tilknyttet er imidlertid spenningsfallet kun ca 4 % på grunn av at transformatoren trekker reaktiv effekt fra samleskinna inntil gassturbinen trippes.

Figur 55 viser spenningene på 20kV og 66kV samleskinna på Håvik. Spenningene faller med hhv 4,9 % og 4,4 % ved utkobling av kraftverket. Etter om lag 12 s oppnår de en stabil verdi med et avvik på 2,5 % fra utgangsverdien.



Figur 54: Spenninger på 22kV samleskinner og 132kV samleskinne på Kårstø



Figur 55: Spenninger på 66kV og 20kV samleskinner på Håvik

5 Diskusjon:

Subsynkron resonans

Den kilden til subsynkron resonans som er mest vanlig er seriekompenserte nett. Da seriekompensering er lite brukt i Norge kan man se bort fra denne problemstillingen. Imidlertid kan subsynkron resonans også oppstå pga bruk av kraftelektronikk. Enkelte aluminiumsverk benytter thyristorbaserte likerettere som trekker svært mye kraft. Aluminiumsverkene som ligger i nærheten av Kårstø, på Karmøy og Husnes kan ved uheldige omstendigheter være en kilde til subsynkron resonans. Asymmetriske feil kan også forårsake subsynkron resonans.

Responsen til turbinregulatoren

Turbinregulatoren, og måten denne opereres på, er en viktig del av det som skiller et vannkraftverk fra et gasskraftverk. Figur 18 viser responsen ved nedtrinning fra 1p.u. til 0,8p.u. i kraftverket. Spesielt kan man legge merke til forskjellen i hastighetsutsvinget til vannkraftverket i forhold til gasskraftverket. Hastigheten til vannkraftverket øker til ca 53,25Hz, og bruker lang tid på å stabilisere seg, mens gasskraftverket reguleres pent inn til ønsket effekt. Forskjellen kommer av de store tidskonstantene forbundet med regulering av ventilene i vannkraftverk, hvor man har minimumstider for åpning og lukking blant annet for å unngå trykkstøt. I gasskraftverket har man derimot svært hurtig regulering på gassturbinen, som gjør at slike frekvenstopper lettere kan unngås. Denne hurtige reguleringen kan gjøres selv om dampturbinen er sein, da den initielle lastendringen tas av gassturbinen.

De stående svingningene som oppstår i simuleringen med GAST -modellen kommer av høye tidskonstanter i modellen. På grunn av disse rekker ikke regulatoren å tilpasse den produserte effekten når hastigheten endrer seg, og systemet blir dårlig dempet.

Responsen til kraftverket ved opptrinning av effekten når det allerede går på maks produksjon er vist i Figur 19. Opptrinningen fører til at maskinen deselereres, med andre ord at frekvensen går ned. Den åpenbare forskjellen mellom gasskraftverket og vannkraftverket er at vannkraftverket klarer å holde oppe og endatil øke produksjonen når hastigheten synker, slik at deselerasjonen stanser og kraftverket stabiliserer seg. Gasskraftverket derimot klarer ikke å opprettholde maks produksjon når frekvensen synker. Ifølge simuleringen er imidlertid ikke nedgangen veldig dramatisk. VtA angir at produksjonen skal kunne holdes konstant ned til 49,5Hz, og en reduksjon på inntil 5 % ved 47Hz. Produksjonen ved 49,5Hz er på 99,4 % av maksimal produksjon, altså utenom kravet, mens produksjonen ved 47Hz er på 95,1 %, altså innenfor kravet til kraftverket.

GAST -modellen tar ikke hensyn til om frekvensen går ned, og gyldigheten er derfor avhengig av hvilke situasjoner som simuleres. Man bør også være obs på hva som er de reelle grensene for turbinen i forhold til referanseverdien. En løsning ville være å modellere turbinregulatorer i PSS/E med produksjonsgrenser i MW. Dokumentasjonen til PSS/E kunne

med fordel være mer oversiktlig og fremfor alt lettfattelig i forhold til dynamiske modeller. Først og fremst savnes en oversikt over ulike p.u. -referanser.

Responsen til magnetiseringssystemet

I 4.1.2 er responsen til magnetiseringssystemet simulert. Det går fram at responsen til magnetiseringssystemet i gasskraftverket er svært rask, da den går fra merkeverdi til maksimalverdi på 6ms. Det er kjent at grensen på feltspenningen er på 180 % av merkespenningen. Forløpet i Figur 20 a) viser at det ikke finnes noen mulighet for å øke feltspenningen over denne verdien i kortere perioder, og det er heller ikke noen begrensning for hvor lenge feltspenningen kan ha denne verdien. I modellen som er benyttet for magnetiseringsutrustningen for vannkraftverket er det derimot lagt inn en karakteristikk som bestemmer forløpet for feltspenningen. Da modellen er brukerdefinert har man imidlertid ikke anledning til å studere blokkdiagrammet og de forskjellige parametrene.

I Figur 21 er det simulert 5 % endring i referansen til klemmespenningen i tomgang frakoblet nettet. Ifølge VtA skal responsen ikke være oscillerende, 90 % av endringen skal ha skjedd innen 0,5s og oversvinget skal være mindre enn 15 % av endringen. Simuleringen viser at både gasskraftverket og vannkraftverket har et noe for stort oversving, vannkraftverket større enn gasskraftverket, og at man har anledning til å skru ned hastigheten på endringen. Dette innebærer at forsterkningen kan settes ned en del.

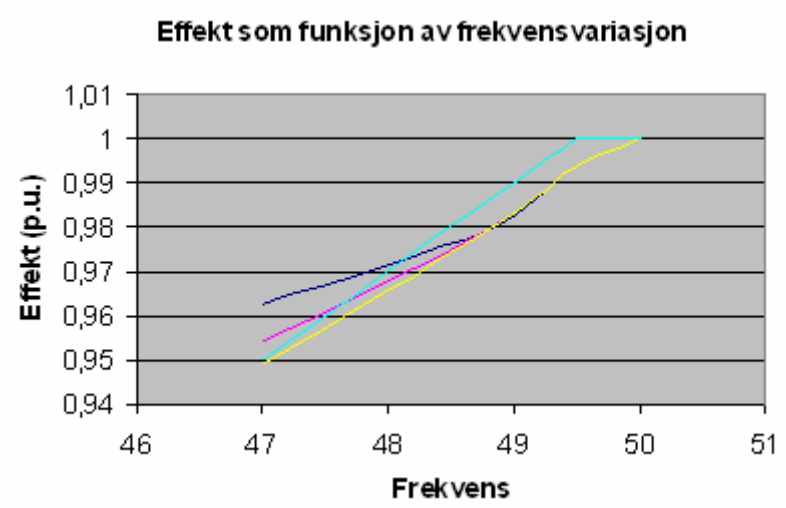
Oppførsel ved frekvensendring

Frekvensfall

I avsnitt 4.1.4.2 er det foretatt en simulering av fall i frekvensen i systemet, og kraftverkets respons er gjengitt. I simuleringen stiger den mekaniske effekten i kraftverket idet gassturbinen blir koblet ut. I realiteten går kraftverket alt på maks produksjon, og har ikke mulighet til å øke produsert effekt. Velger å se på maksimal produksjon i simuleringen som den største mulige produserte effekten. Denne er på Pm = 0,8364p.u. Når frekvensen når 49,5Hz er Pm = 0,8312p.u., en nedgang på 0,6 %. Frekvensens minimumsverdi i denne simuleringen er på 49,25Hz, med Pm = 0,82674p.u., som er en nedgang på 1,2 % i forhold til den maksimale effekten.

Når ytterligere 17,4MW blir koblet ut samtidig med 35MW gassturbinen får vi en minimumsfrekvens på 48,77Hz, med Pm = 0,8188p.u., en nedgang på 2,1 % i forhold til maksimal produsert effekt. Figur 56 viser produksjon som funksjon ev frekvensen. Ved å interpolere mellom full produksjon ved 50Hz og de tre andre kjente produksjonsgradene ved 49,5Hz, 49,25Hz og 48,77Hz finnes tre forskjellige produksjonsgrader ved 47Hz. Den turkise grafen i Figur 56 tilsvarer kravet til frekvensavhengighet som angitt i VtA. Den blå, den røde og den gule er funnet ved interpolasjon mellom 50Hz og hhv 49,5Hz, 49,25Hz og 48,77Hz. Ser at kraftverket avviker fra kravet mest i det øverste frekvensområdet, mens kravet er møtt for to av estimatene ved 47Hz. Også den gule grafen kommer nær å tilfredsstille kravet ved

47Hz. Forløpet stemmer overens med analysen av turbinregulatoren, hvor avviket fra kravet ved 47Hz ble funnet å være 0,5 %.



Figur 56

Når man sammenholder gasskraftverkets respons med vannkraftverkets blir problemstillingen rundt gasskraftverkets manglende til å bidra med ekstra effekt, og ikke minst holde produksjonen oppe ved frekvensfall tydeliggjort. Mens utfallet av gassturbinen fører til at frekvensen synker til 49,25Hz i tilfellet med gasskraftverket er minste frekvens under forløpet med vannkraftverket 49,59Hz. Det tar også kortere tid før systemet er stabilt med vannkraftverket.

Øydrift av Sunnhordland er en kunstig situasjon, skapt for å fremheve prinsippet om gasskraftverkets frekvensavhengighet. Simuleringen er også et godt eksempel på en situasjon hvor GAST -turbinen har store mangler. Idet 35MW gassturbinen trippes stiger effekten i gassturbinen, og frekvensens minimumsverdi er på 49,68Hz. Såpass store forskjeller kan skape for optimistiske bilder av situasjonen.

Frekvensstigning

I avsnitt 4.1.4.3 er det simulert økning av frekvensen ved at ca 50MW blir koblet ut innenfor øydriftområdet Sunnhordland. Lastutkoblingen medfører overskudd av mekanisk effekt og får maskinene i systemet til å akselerere, inntil regulatoren får regulert den mekaniske effekten i maskinen til riktig nivå. Ved regulering av vannkraftverk er man nødt til å ta hensyn til en viss minimumstid ved åpning og lukking av ventilen, blant annet for å unngå trykkstøt. I gasskraftverket har man mulighet til en raskere regulering. Dette ser man klart av simuleringen, hvor gasskraftverket stabiliserer seg på ca 50,3Hz i løpet av ca 5s, mens vannkraftverket svinger ut til hele 50,55Hz etter 18s, før regulatoren rekker å regulere ned den mekaniske effekten tilstrekkelig til at frekvensen synker igjen. Gasskraftverket tåler også høyere frekvenser dårligere enn vannkraftverk, og vil stenge av automatisk dersom

frekvensen stiger over 52Hz. For å motvirke dette er det viktig å kunne regulere raskt inn ved lastavslag.

Kritisk bortkoblingstid

I avsnitt 4.1.5 er kritisk bortkoblingstid for feil nær Kårstø, på linja Kårstø-Håvik funnet. Feilen ligger så nær Kårstø at klemmespenningen blir tilnærmet null når feilen ligger inne. Spenningsforløpet maskinen skal tåle er angitt i Figur 11, nemlig 25 % av merkespenning i 0,25s, før en lineær økning til 95 % innen 0,5s. Dette kravet må sies å være møtt da maskinen tåler 0 % av merkespenning i 0,28s før den må trippes.

Det er interessant at vannkraftverket har en kritisk bortkoblingstid på 200ms, hele 80ms lavere enn gasskraftverket. Det er imidlertid vanskelig å sette fingeren på hva som er årsaken til denne forskjellen. Gasskraftverket har større treghetsmoment, som vil medføre en saktere akselerasjon. Regulatoren til gasskraftverket vil også rekke å begynne å minske drivstofftilførselen, noe som vil begrense det akselererende momentet og således øke kraftverkets mulighet til å takle feilen.

Kortslutning på linja Kårstø-Håvik

I avsnitt 4.1.6 er det simulert en 100ms trefase kortslutning nær Kårstø på linja Kårstø-Håvik, med påfølgende tripping av linja. Maskinen svinger seg raskt inn til stabilt arbeidspunkt etter feilen, og spenningene blir fort gjenopprettet og stabilisert ved samme verdi som før hendelsen. Spenningen på 300kV samleskinna på Kårstø får en ganske langvarig topp fra 1 til 1,5s av forløpet, på 1,085p.u., 7 % over utgangsverdien, på grunn av det store bidraget av reaktiv effekt fra kraftverket etter feilen. Dette henger sammen med den store toppen i feltspenningen etter feilen, som går over grensene som er satt i modellen.

Kortslutning Kårstø-Sauda

I simuleringene behandlet i avsnitt 4.1.7 og 4.1.8 er linja Sauda-Håvik koblet ut i utgangspunktet. Feilen er 100ms trefase kortslutning med påfølgende tripping av linja. Figur 38, Figur 39 og Figur 40 viser forløpet til kraftverket og spenningene i systemet under og etter feilen. Forløpet er svært sammenfallende i forhold til det vi så i avsnitt 4.1.6, med kortslutning på linja Kårstø-Håvik. Maskinen har ett stort utsving før den svinger seg inn, og også spenningene stabiliserer seg raskt på det nivået de hadde før feilen. Også her ser vi at spenningen har en ganske langvarig topp på grunn av den reaktive effekten fra kraftverket.

I avsnitt 4.1.8 skjer den samme feilen på linja Kårstø-Sauda. Her er imidlertid kraftverket ute av drift i utgangspunktet. Dette gjør at spenningene fra lastflyten er lavere i utgangspunktet. 300kV samleskinnen på Kårstø har en utgangsspenning på 0,975p.u. Etter utkobling av linja bruker spenningen forholdsvis lang tid på å nå et akseptabelt nivå. Det tar hele 0,5s fra feilen er utkoblet til spenningen når 0,9p.u., og spenningen stabiliserer seg på en så lav verdi som 0,92p.u. Disse simuleringene understreker kraftverkets positive virkning på kraftsystemet i forhold til dets evne til å holde spenningene på et stabilt nivå, spesielt etter feil.

Gjeninnkobling mot feil

I avsnitt 4.1.9 presenteres forløpet ved en feil på linja Kårstø-Håvik hvor automatisk gjeninnkobling forsøkes mens feilen fremdeles ligger inne på linja. Dette er en alvorlig hendelse som forårsaker store belastninger på komponenter som allerede er stresset. Ikke desto mindre viser simuleringen at kraftverket er stabilt overfor denne hendelsen. Utsvinget i aktiv effekt og hastighet er faktisk mindre for den andre feilen enn for den første. Dette kommer av at maskinen har rukket å svinge tilbake etter den første feilen. Som simuleringen i vedlegg 2.8 viser vil utslaget bli større dersom gjeninnkoblingen kommer på et mer uheldig tidspunkt. Kraftverket er transient stabilt også overfor denne hendelsen.

Det kan være verdt å legge merke til at man får forholdsvis høye spenninger etter feilen, tilsvarende de man opplever etter de andre kortslutningene i nærheten av kraftverket. Disse får også en noe lengre varighet i og med at de trekkes ut over to hendelser. Feltspenningen blir også svært høy etter den andre feilen.

Utfall av kabel

Hendelsen omtalt i avsnitt 4.1.10 er en kortslutning på en kabel mellom Spanne og Stord, med påfølgende utkobling av kabelen. Bortfallet av kabelen fører til at det blir mindre reaktiv effekt i nettet. Dette gir seg utslag i at spenningene blir noe lavere enn de var før feilen, som vist i Tabell 4, og at kraftverket bidrar med mer reaktiv effekt. Reaktiv produksjon før feilen er på 120MVAr, mens kraftverket stabiliserer seg på en produksjon på 160MVAr etter feilen. Tabellen viser at spenningen på Kårstø synker mindre enn de andre spenningene, på grunn av at kraftverket bidrar med reaktiv effekt.

Kraftverket i øydrift

I avsnitt 4.1.11 og 4.1.12 er det behandlet to scenarier hvor kraftverket blir gående i øydrift. I det første scenariet blir linjene Spanne-Håvik, Håvik-Sauda og Sauda-Kårstø koblet ut med 100ms mellomrom, Kårstø og Håvik blir således ett øyområde.

Maskinen takler overgangen til øydrift greit i tilfellet simulert i avsnitt 4.1.11. Imidlertid er lasten større enn produksjonen i området, noe som medfører at frekvensen begynner å synke. I utgangspunktet er det underskudd av reaktiv effekt i området. Idet linjene blir koblet fra synker spenningen til 0,82p.u. Kraftverket responderer med å gi ut maksimal reaktiv effekt, noe som hever spenningen til 0,93p.u. på Kårstø og 0,92 på Håvik. Dersom man hadde hatt mulighet til å øke feltspenningen og feltstrømmen over en kort periode, som omtalt i avsnitt 2.4.6, kunne man oppnådd en høyere spenning i denne perioden.

I og med at ingen laster kobles ut fortsetter frekvensen å synke, noe som medfører at maskinen ikke klarer å holde maksimal effektproduksjon. Etter 12s er forskjellen mellom den produserte effekten og lasten blitt for stor, og 35MW gassturbinen faller ut av synkronisme. Tapet av gassturbinen medfører at frekvensen deselerer hurtigere. I simuleringen vist i Figur 49, hvor gassturbinen kobles ut samtidig med linjene synker frekvensen hurtigere. Det tar da

9,8s før frekvensen er nede i 47Hz, hvor kraftverket vil trippe. Dette kan være nok til at noen laster kan kobles ut, og man kan opprettholde driften i øyområdet.

I avsnitt 4.1.12 blir begge linjene inn til Kårstø koblet ut, uten foregående feil. Dette medfører at kraftoverskuddet på Kårstø blir altfor stort. Regulatoren klarer ikke å begrense den mekaniske effekten hurtig nok, og maskinen ruser. Frekvensen når 52Hz allerede etter 1,23s, hvor maskinen vil trippes.

Utfall av kraftverket

Det er viktig at systemet ikke hviler på funksjonaliteten til kraftverket, men at man kan ha tilfredsstillende forhold også dersom kraftverket faller ut pga feil, eller blir koblet ut som en del av den daglige driften. I avsnitt 4.1.13 og 4.1.14 er to forløp i forbindelse med utfall av kraftverket presentert.

I avsnitt 4.1.13 inntreffer en 100ms trefase kortslutning på linja mellom 300kV samleskinna på Kårstø og samleskinna til maskinen, som fører til at linja blir koblet ut. Simuleringen viser at spenningen gjenopprettes til 0,933p.u. idet feilen kobles bort. Spenningen stabiliserer seg på ca 0,99p.u. på mindre enn 0,5s etter at feilen er bortkoblet. Dette tilsvarer en nedgang på 2 % i forhold til spenningen før feilen, noe som kan forventes pga tapet av aktiv og reaktiv effekt tidligere levert av kraftverket. Frekvensen synker til 49,83Hz før den begynner å stige igjen. I det hele tatt viser det seg at systemet takler utfall av kraftverket godt.

I avsnitt 4.1.14 er nettet i området svekket i utgangspunktet ved at linja Kårstø-Sauda er ute av drift. Kraftverket blir her koblet ut uten foregående elektrisk feil. Årsaken til utkoblingen kan være mekanisk feil eller vedlikehold. Simuleringen viser at spenningene på Kårstø synker med ca 5 % idet kraftverket kobles ut, og stabiliserer seg på 0,97p.u., en nedgang på 3 % i forhold til utgangssituasjonen. Spenningene på Håvik får også en dipp på ca 4 % idet utkoblingen inntreffer. Man bør være obs på å treffe tiltak for å begrense den plutselige dippen i spenningen ved planlagte utkoblinger. Feil er det naturligvis vanskeligere å gardere seg mot.

6 Konklusjon

URCSCT -modellen er den foretrukne når man skal foreta simuleringer på responsen til et kombinert kraftverk. GAST -modellen innehar ingen frekvensavhengighet annet enn den innebygde statikken. Dette kan føre til at simuleringer gir et for optimistisk bilde i forhold til virkeligheten. Det kan være svært arbeidskrevende å fremskaffe data til en nøyaktig modell, og en enkel turbinregulatormodell vil fungere greit for å se på mindre lastendringer og sette inn produksjonsgrenser. Man må da være obs på hvilke grenser man benytter. Man bør ta med i betraktningen at det kombinerte kraftverket gjerne vil kjøres på maks produksjon, og at det, spesielt i anstrengte kraftsituasjoner, ved utfall av produksjon kan være snakk om små marginer. I forbindelse med feil som ikke påvirker effektbalansen, som kortslutning på linjer uten innvirkning på produksjon eller last, har valget av regulatormodell liten innvirkning.

Simuleringene viser at magnetiseringssystemet har litt for høy forsterkning. Dette gir seg utslag i at feltspenningen har en tendens til å gå over sine grenser, som for øvrig er satt lavt. Som omtalt i 2.4.6 er det vanlig å tillate at feltstrømmen og -spenningen økes for kortere tidsrom for å heve spenningen i kritiske situasjoner. Det er ikke kjent at kraftverket på Kårstø har en slik funksjonalitet, og følgelig er det heller ikke modellert. Dette ville kunne bidra til å ytterligere styrke kraftsystemet i området.

Gasskraftverket klarer ikke å opprettholde maksimal produksjon ved nedgang i frekvensen. Avviket er imidlertid ikke dramatisk. Ved 49,5Hz har kraftverket ifølge simuleringene en nedgang i produksjonen på 0,6 %, som tilsvarer 2,6MW i forhold til en maksimal produksjon på 430MW. Kraftverket er også noe under kravet for produsert effekt ved 47Hz. Det er urealistisk at kraftverket skal kunne opprettholde maksimal produksjon ved frekvensnedgang. En mulighet er å kjøre kraftverket litt under maksimal produksjon i stasjonær drift, selv om dette vil gi noe dårligere lønnsomhet.

Gasskraftverket kan reguleres ned hurtig ved frekvensøkning. Dette gjør systemet mindre utsatt for høye frekvenser som følge av lastutfall. Imidlertid vil kraftverket ikke kunne bidra til å heve frekvensen ved produksjonsutfall, hvor det heller vil virke i negativ retning pga at man får en nedgang i produksjonen ved fall i frekvensen.

Gasskraftverket fyller kravene som stilles til konsekvenser ved nærliggende feil i nettet. Simuleringer viser at kraftverket bidrar til at spenningene gjenopprettes raskt og til samme nivå som før feilen. Ved normal situasjon i kraftsystemet medfører utfall av kraftverket til noe lavere spenninger, som man kan forvente. Dersom nettet er svekket i utgangspunktet kan imidlertid utfall av kraftverket føre til at spenningene blir vel lave. Dette kan være grunn til å gå inn for å koordinere vedlikeholdsoperasjoner av kraftverket og kraftnettet.

Referanseliste

CIGRÉ Task Force 38-02-10, ”Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena”, Desember 1992

Dokumentasjon PSS/E (versjon 30.3.1 - 2006)

Ek, Bård, #1 (bard.ek@statnett.no), 24 Apr 2007, *SV: Gasskraftverk Kårstø, et par kjappe spørsmål*. E-mail til Johan Vestrum (johanind@stud.ntnu.no)

Ek, Bård, #2 (bard.ek@statnett.no), 26 Apr 2007, VS: Aluminiumsverket på Karmøy - diode eller thyristorlikeretter? E-mail til Johan Vestrum (johanind@stud.ntnu.no)

Faanes, Hans H., Skarstein, Øyvin *TET4180 Stabilitet i Elkraftsystemer,* NTNU Institutt for Elkraftsystemer, 2004

Faried, Sherif O, “An Adaptive Short-Time Compensation Scheme for Improving Power System Stability and Reducing Turbine-Generator Shaft Torsional Torques”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 15, no 2, Mai 2000

Harnefors, Lennart “Analysis of Subsynchronous Torsional Interaction With Power Electronic Converters”, *IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 22, No 1, Februar 2007

Holen, Arne T., *TET4115 Power System Analysis*, NTNU Institutt for Elkraftteknikk, 2006

IEEE Committee Report “Readers guide to subsynchronous resonance” *IEEE transactions on power systems,* Vol. 7, No 1 Februar 1992

Kakimoto, N., Baba, K., “ Performance of Gas Turbine-Based Plants During Frequency Drops”, *IEEE Transactions on Power Systems,* vol 18, no 3, August 2003

Kundur, Prabha, *Power System Stability and Control,* Tata McGraw-Hill ed, New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2006

Kunitomi K., Kurita A., Tada Y., Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 18, No. 2, Mai 2003 s. 724-729

Machowski, Jan, Bialek, Janusz W., Bumby, James R. *Power System Dynamics and Stability*, John Wiley & Sons Ltd, 1997

Moran, Michael J., Shapiro, Howard N., *Fundamentals of Engineering Thermodynamics,* 3rd ed.,New York: John Wiley & Sons Ltd, 1998

Naturkrafts hjemmeside www.naturkraft.no (mars, 2007) [online]
Nordic Grid Codes (NGC) (www.nordel.no , September 2006) [online]

Rogers, Graham, *Power System Oscillations*, Boston/London/Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2000

Statnett, *Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge (VtA)*, http://statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202005/Veiledende%20system%20krav%20for%20tilknytning%20til%20sentralnettet%2021.12.2005.pdf , 2005

Statnett, *Kraftsystemutredningen for Sentralnettet 2006-2025*, August 2006

Statnett, *Krav til Vern(KtV)*, http://www.statnett.no/Resources/Filer/Kraftnettet/FOS%20-%20for%20konsesjonærer/§%2020/KtVs.pdf , 2006

Statnett, *Spesifikasjon for reguleringstekniske krav til magnetiseringssystemer og dempetilsatser (SMD)*, http://statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202004/Spesifikasjon%20for%20reguleringstekniske%20krav%20mm.pdf , 2004

Statnett, *Årsstatistikk Feilanalyse*, http://statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/PDF/Årsstatistikk05.pdf ,2005

Undrill, J., Garmendia, A., Modeling of Combined Cycle Plants in Grid Simulation Studies *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting* Vol 2, 28 jan-1 feb, 2001 s 657-663

Vestrum, J. I., Gasskraftverk Kårstø, Norges Teknisk- Naturvitenskaplige Universitet, IME-fakultetet, Inst. for Elkraftteknikk, 2006

Vedlegg 1.1: lastflytdata for Sunnhordland og Nord- Rogaland

```
    PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E      SAT, MAY 26 2007  13:26
LETTLAST MED EKSPORT TIL DANMARK, KARSTO GASSKRAFTVERK INNE              RATING
BASERT PAA NORNED CASE, EKVIVALENT AV SVERIGE, 28.02.2007                 SET A

BUS  55102 SAUDA3      300.00 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.0080PU   41.14  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55102
                                                              302.40KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55072 HYLEN3      300.00  1    426.9    21.8   427.4  41                      1.46   15.33    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55104 SAUDA66     66.000  1    101.0    48.6   112.1 163 0.9598RG              0.67   20.51    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55112 NESFLAT3    300.00  1   -400.8   -90.2   410.9  67                      1.61   18.73    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  1     56.9    -2.2    56.9  10                      0.11    1.15    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55192 BLAFALL3    300.00  1   -142.2    29.6   145.2  26                      0.35    3.68    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55232 KARSTO3     300.00  1    -41.8    -7.5    42.4   8                      0.06    0.59    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55152 HAAVIK3     300.00 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.0035PU   40.02  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55152
                                                              301.05KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55102 SAUDA3      300.00  1    -56.8   -16.6    59.2  11                      0.11    1.15    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55154 HAAVIK66    66.000  1     50.9    11.4    52.2  65 1.0089RG              0.12    3.41    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55155 KKI-KARM    20.000  1    129.7    44.4   137.1 101 0.8636LK              1.43   13.43    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55155 KKI-KARM    20.000  2    129.8    44.4   137.2 102 0.8636LK              1.44   13.44    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55155 KKI-KARM    20.000  3    129.8    44.4   137.2 102 0.8636LK              1.44   13.44    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55162 SPANNE3     300.00  1    -63.1  -111.5   128.1  23                      0.05    0.59    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55232 KARSTO3     300.00  1   -320.4   -16.6   320.8  58                      1.02   10.93    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55154 HAAVIK66    66.000 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 0.9802PU   36.34  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55154
                                                               64.694KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO LOAD-PQ                            50.8     8.0    51.4
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  1    -50.8    -8.0    51.4  66 1.0000UN              0.12    3.41    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55155 KKI-KARM    20.000 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.1185PU   34.70  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55155
                                                               22.369KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO LOAD-PQ                           385.0    93.0   396.1
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  1   -128.3   -31.0   132.0  88 1.0000UN              1.43   13.43    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  2   -128.4   -31.0   132.1  88 1.0000UN              1.44   13.44    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  3   -128.4   -31.0   132.1  88 1.0000UN              1.44   13.44    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55162 SPANNE3     300.00 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.0078PU   40.13  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55162
                                                              302.33KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55152 HAAVIK3     300.00  1     63.1   110.1   126.9  23                      0.05    0.59    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55164 SPANNE66    66.000  1     17.8    -1.5    17.9  18 1.0511RG              0.01    0.33    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55164 SPANNE66    66.000  2     18.0    -1.5    18.1  18 1.0511RG              0.01    0.33    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55172 STORD3      300.00  1    -99.0  -107.1   145.8  26                      0.25    1.98    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55172 STORD3      300.00 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.0135PU   41.23  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55172
                                                              304.05KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55162 SPANNE3     300.00  1     97.7   -26.4   101.2  18                      0.25    1.98    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55174 STORD66     66.000  1     17.0    20.8    26.9  27 1.0278RG              0.03    0.73    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55182 HUSNES3     300.00  1   -114.8     5.6   114.9  21                      0.16    1.57    1 NORWAY          1 NORWAY

BUS  55182 HUSNES3     300.00 CKT     MW     MVAR     MVA  %I 1.0127PU   42.00  X--- LOSSES ---X X---- AREA -----X X---- ZONE -----X  55182
                                                              303.81KV               MW     MVAR    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55172 STORD3      300.00  1    114.9  -108.2   157.9  28                      0.16    1.57    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55185 HUSNES22    20.000  1      0.0     0.0     0.0   0 0.9615LK              0.00    0.00    1 NORWAY          1 NORWAY
 TO  55192 BLAFALL3    300.00  1   -114.9   108.2   157.9  28                      0.20    2.03    1 NORWAY          1 NORWAY
```

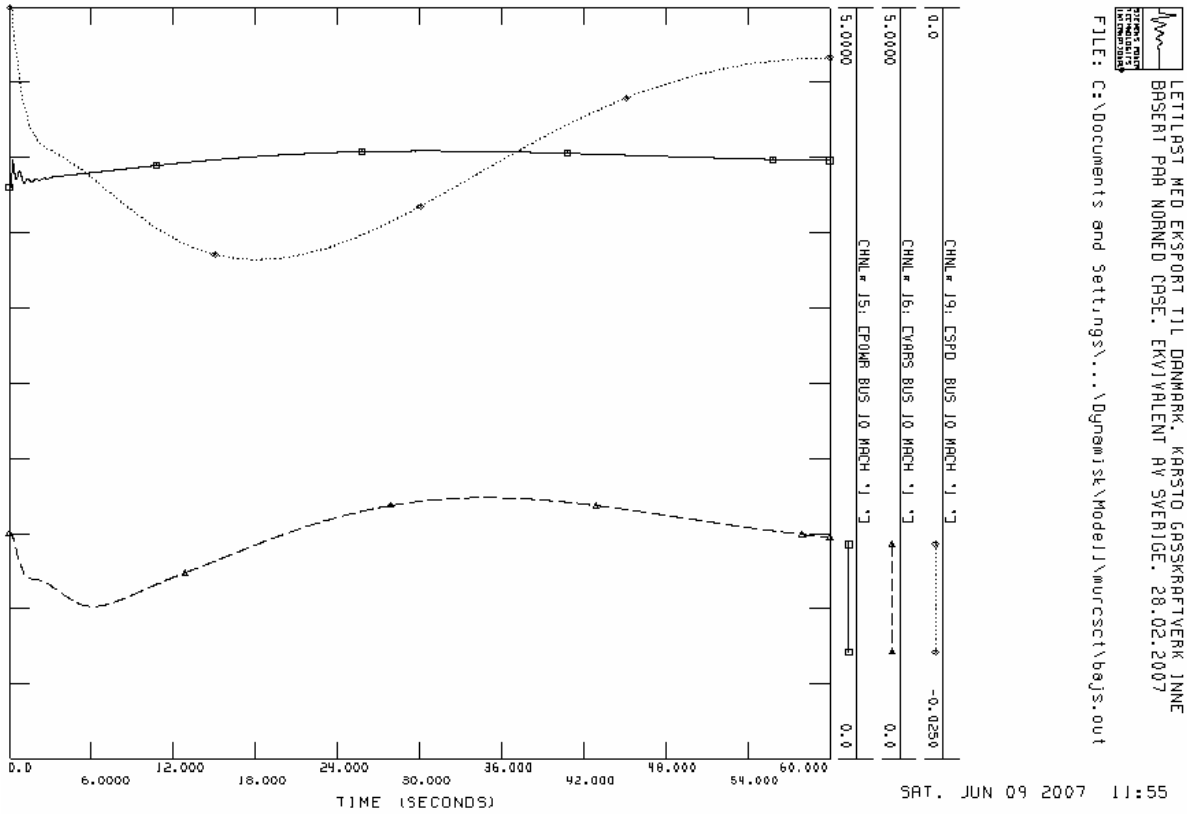
BUS	55192	BLAFALL3	300.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0047PU	42.58	X--- LOSSES	---X	X---- AREA	-----X	X---- ZONE	-----X 55192
									301.42KV		MW	MVAR	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55102	SAUDA3	300.00	1	142.5	-35.5	146.9	27			0.35	3.68	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55182	HUSNES3	300.00	1	115.1	-110.7	159.7	29			0.20	2.03	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55187	HUSNES3B	300.00	2	131.2	89.7	158.9	29			0.20	2.08	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55194	BLAFALL6	66.000	1	56.8	11.7	58.0	55	1.0338RG		0.16	3.85	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55202	MAURANG3	300.00	1	-354.0	66.8	360.3	42			1.74	19.16	1	NORWAY	1	NORWAY
TO	55222	BLAFL3.3	300.00	1	-91.7	-22.0	94.3	17			0.02	0.17	1	NORWAY	1	NORWAY

Vedlegg 2.1) Oversikt over gamle og nye spenninger i øydriftsområdet

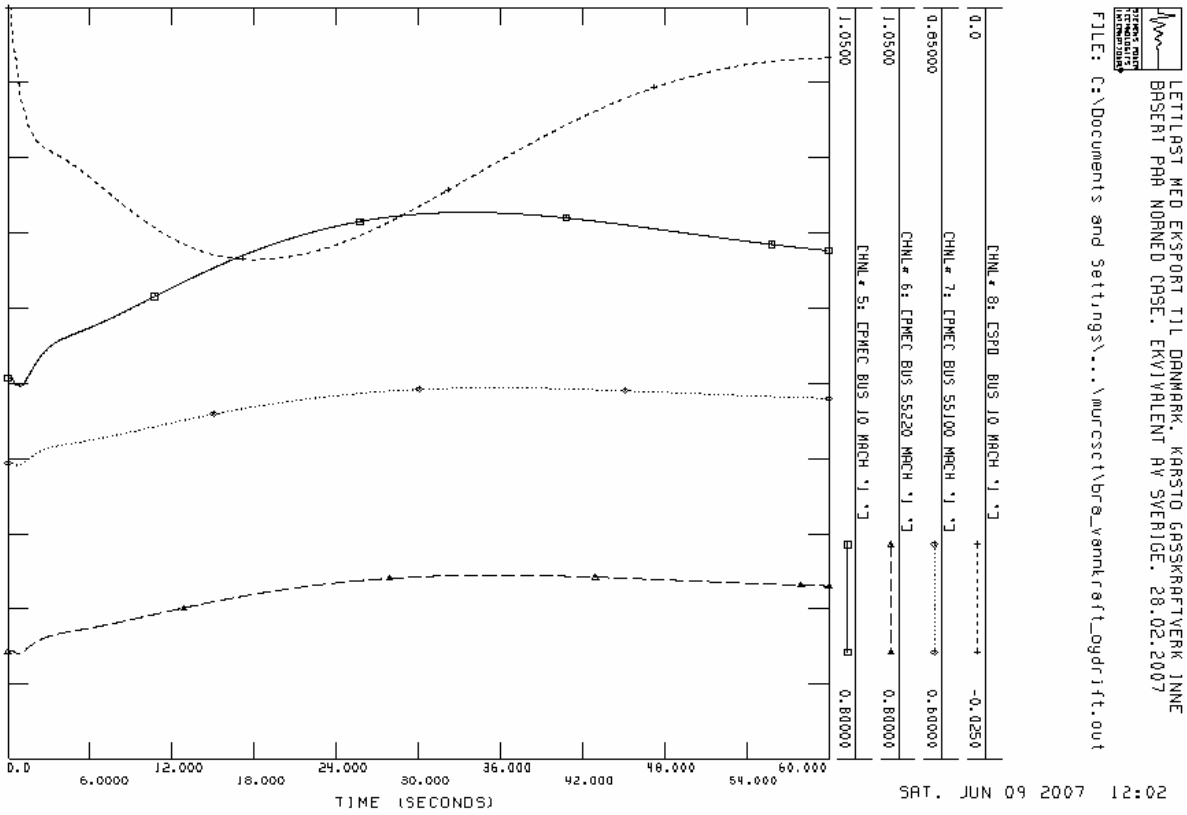
	Øydriftsspenninger		Gamle spenninger		Differanse	
Samleskinne	Voltage (pu)	Angle (deg)	Voltage (pu)	Angle (deg)	Spenningsdifferanse	Vinkeldifferanse
55072	0,9930	29,28	1,0032	39,09	0,0102	9,81
55100	0,9644	32,98	1,0120	31,09	0,0476	-1,89
55102	0,9928	29,29	1,0080	41,14	0,0152	11,85
55104	0,9517	29,58	0,9763	31,09	0,0246	1,51
55120	0,9800	61,66	0,9800	50,74	0,0000	-10,92
55152	0,9950	27,79	1,0035	40,02	0,0085	12,23
55154	0,9716	24,04	0,9802	36,34	0,0086	12,30
55155	1,1081	22,37	1,1185	34,70	0,0104	12,33
55162	1,0000	27,84	1,0078	40,13	0,0078	12,29
55164	0,9588	26,78	0,9600	39,09	0,0012	12,31
55172	1,0071	28,63	1,0135	41,23	0,0064	12,60
55174	0,9650	27,65	0,9650	40,27	0,0000	12,62
55182	1,0064	29,23	1,0127	42,00	0,0063	12,77
55185	1,0467	29,23	1,0532	42,00	0,0065	12,77
55187	0,9901	29,11	0,9963	42,01	0,0062	12,90
55192	0,9986	29,68	1,0047	42,58	0,0061	12,90
55194	0,9522	25,88	0,9583	38,83	0,0061	12,95
55200	0,9422	37,69	0,9230	51,86	-0,0192	14,17
55202	1,0000	31,62	1,0000	45,63	0,0000	14,01
55210	0,9550	31,43	0,9550	45,43	0,0000	14,00
55214	0,9550	31,43	0,9550	45,43	0,0000	14,00
55220	1,0350	35,16	1,0350	48,04	0,0000	12,88
55222	0,9993	29,78	1,0053	42,68	0,0060	12,90
55232	1,0005	29,83	1,0087	41,95	0,0082	12,12
55236	1,0250	66,93	1,0250	78,72	0,0000	11,79
55237	1,0400	-111,98	1,0400	-99,92	0,0000	12,06

Ser at spenningsdifferansen fra den gamle lastflytsituasjonen til den nye situasjonen med øydrift av nettet på Sunnhordland er ganske liten, og stort sett under 1 %. Den største forskjellen finnes på maskinsamleskinnen på Sauda, pga at maskinen er koblet inn og innstilt på å regulere spenningen til 0,9644p.u.

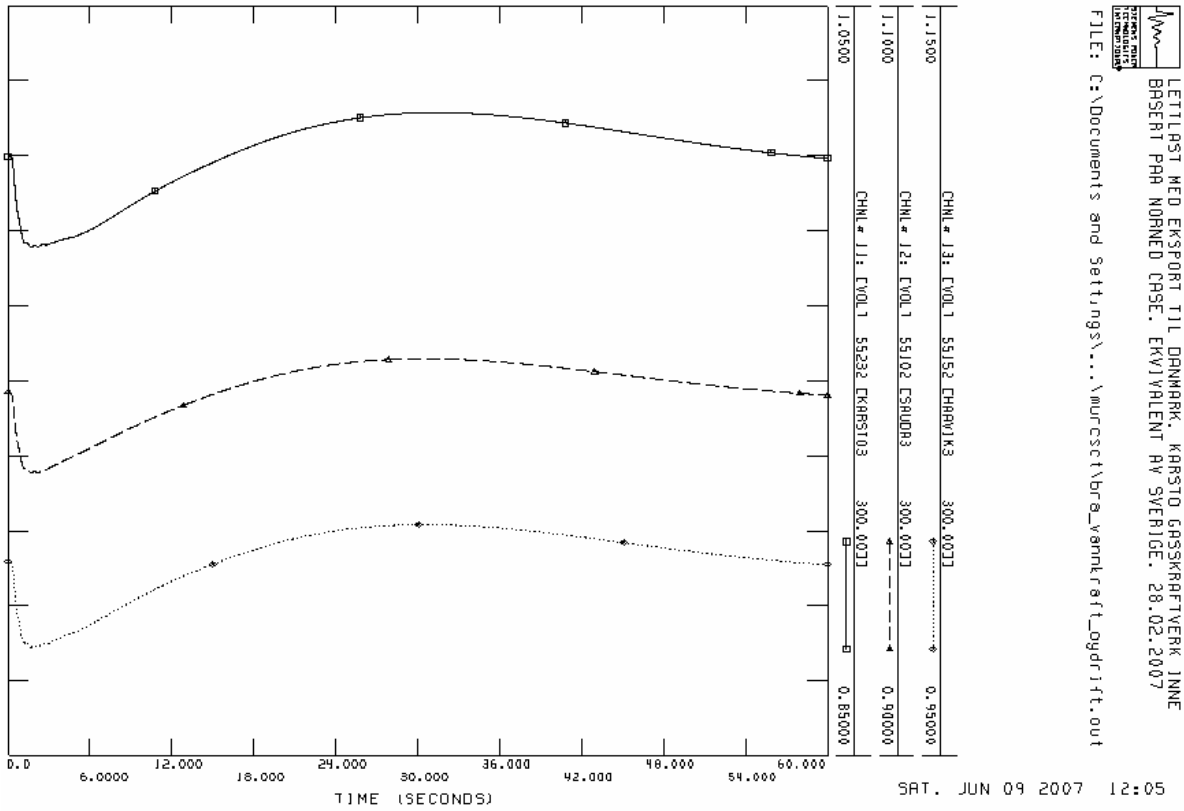
Vedlegg 2.2) Utkobling av 35MW gassturbinen med vannkraftverk.



Effekt, reaktiv effekt og hastighet i vannkraftverket etter utkobling av 35MW gassturbin

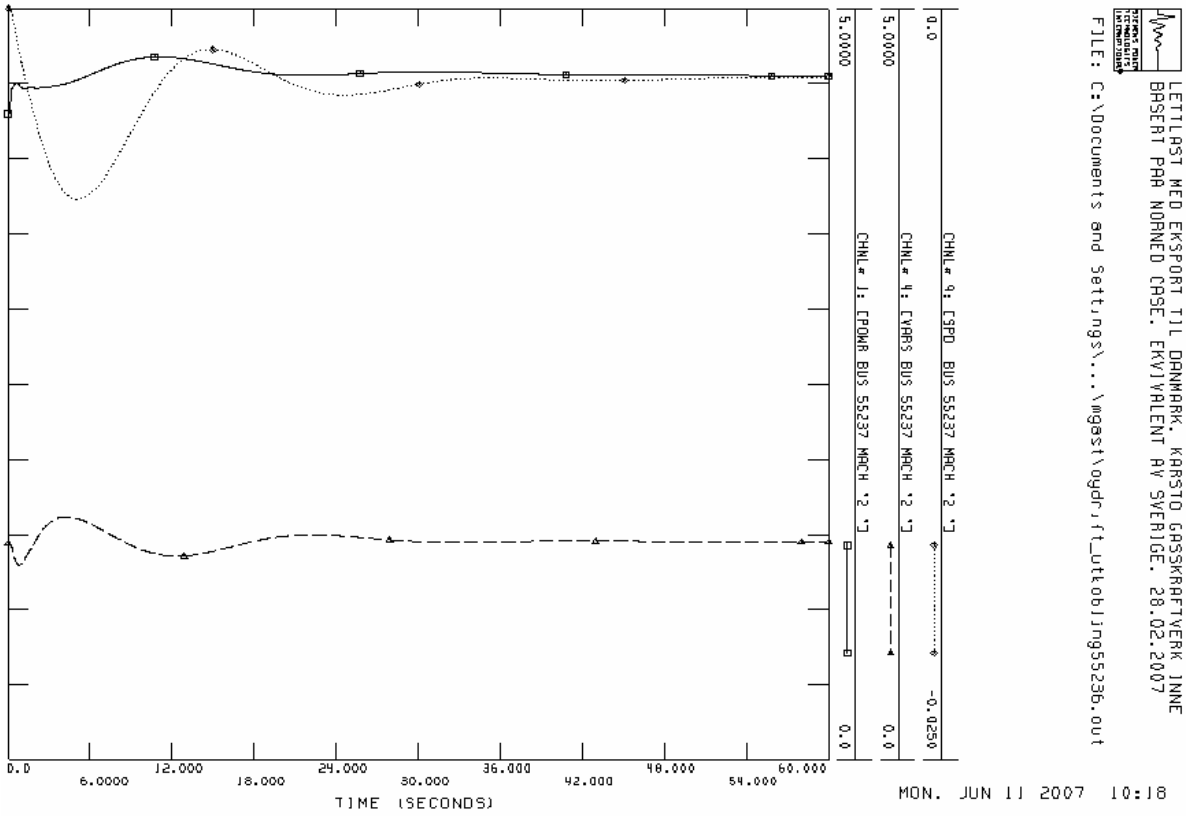


Hastighet og mekanisk effekt i vannkraftverket, samt mekanisk effekt i kraftverkene på Sauda og Blåfalli

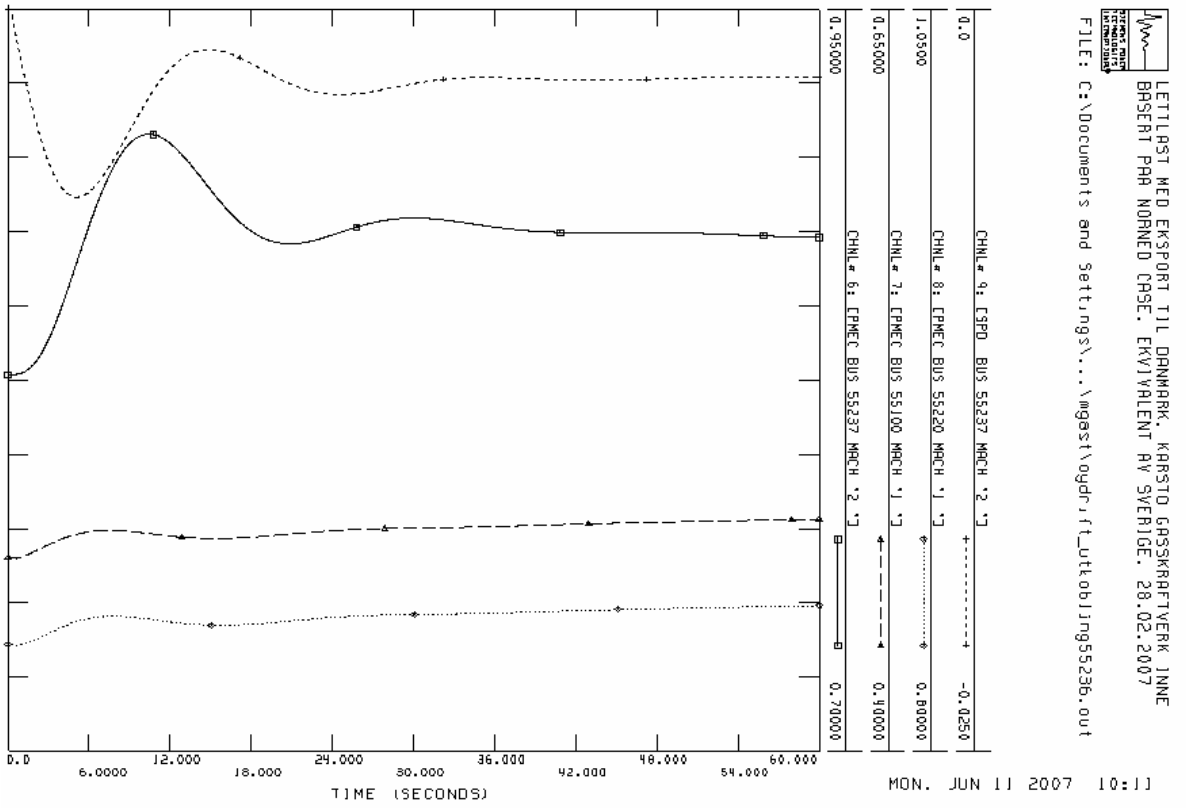


Forløpet til spenningene på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 35MW gassturbinen, vannkraftverk

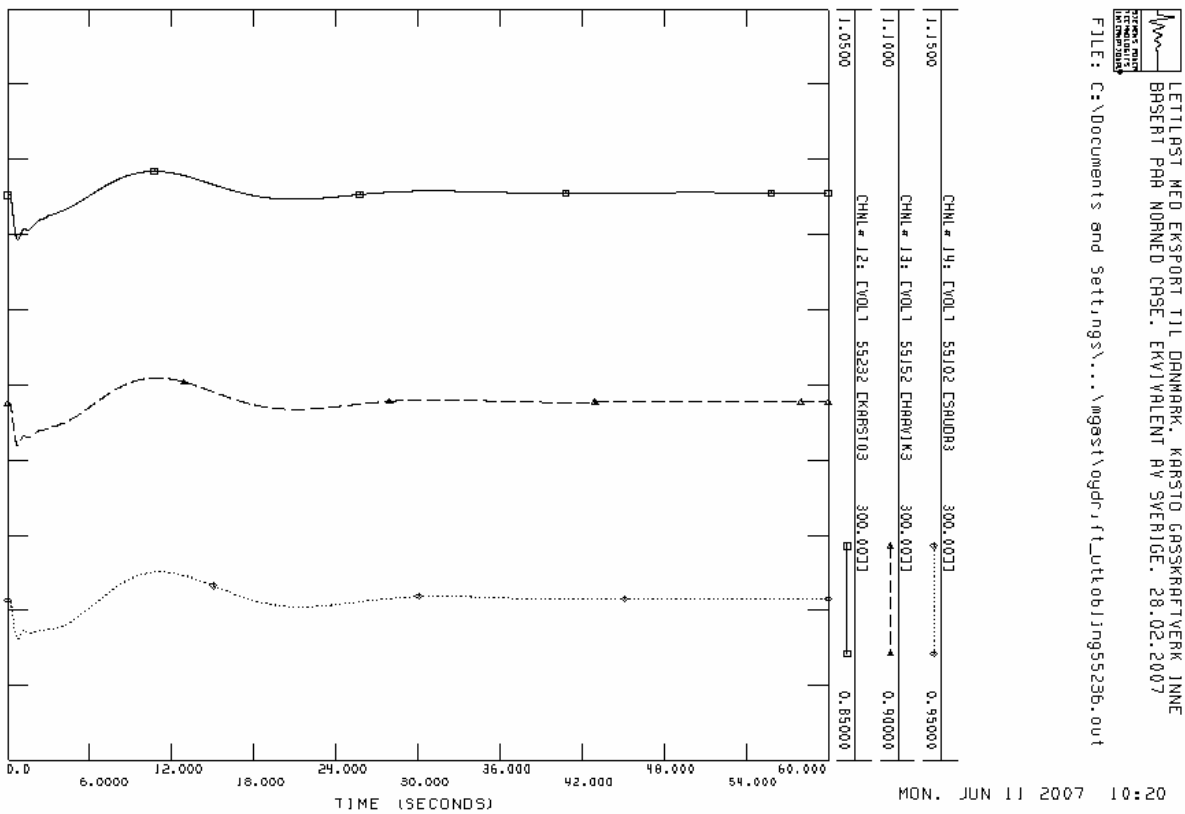
Vedlegg 2.3) Utkobling av 35MW gassturbin med GAST-modellen



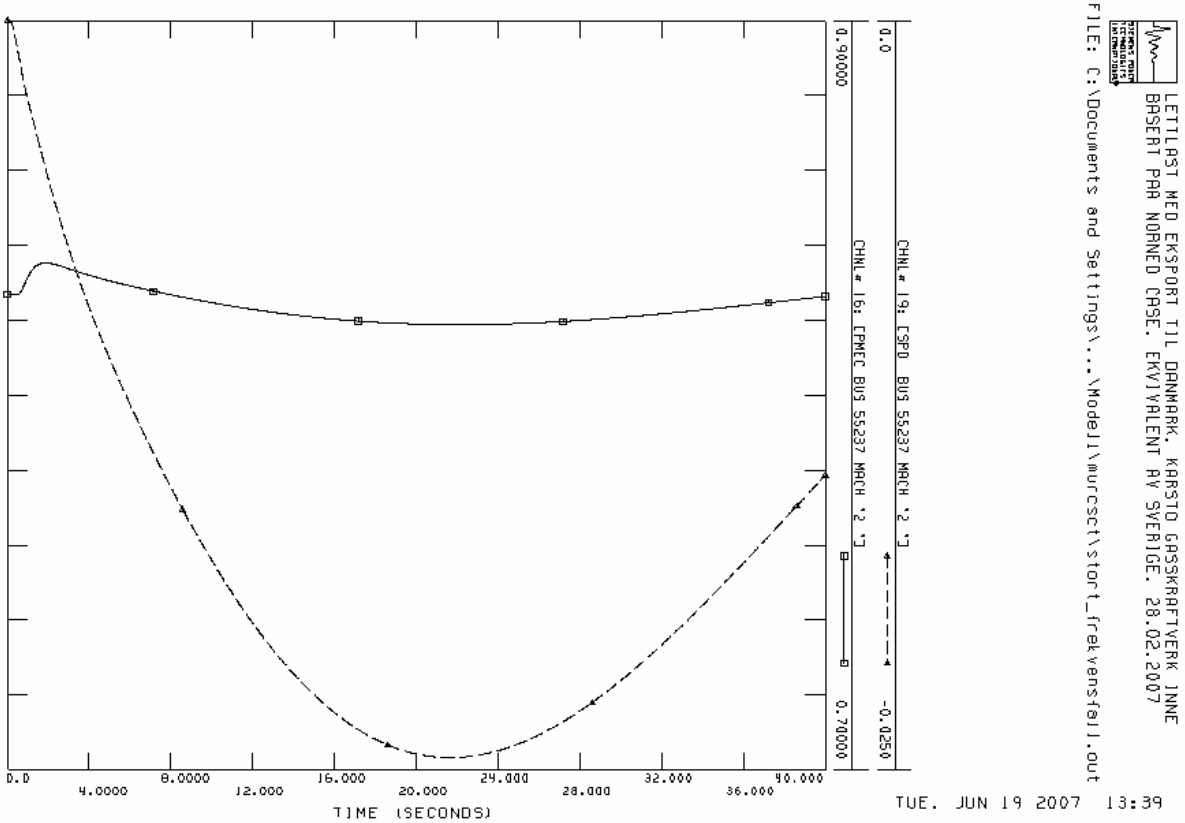
Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet i gasskraftverket, GAST



Mekanisk effekt og hastighet i gasskraftverket,
samt mekanisk effekt på Sauda og Blåfalli, GAST

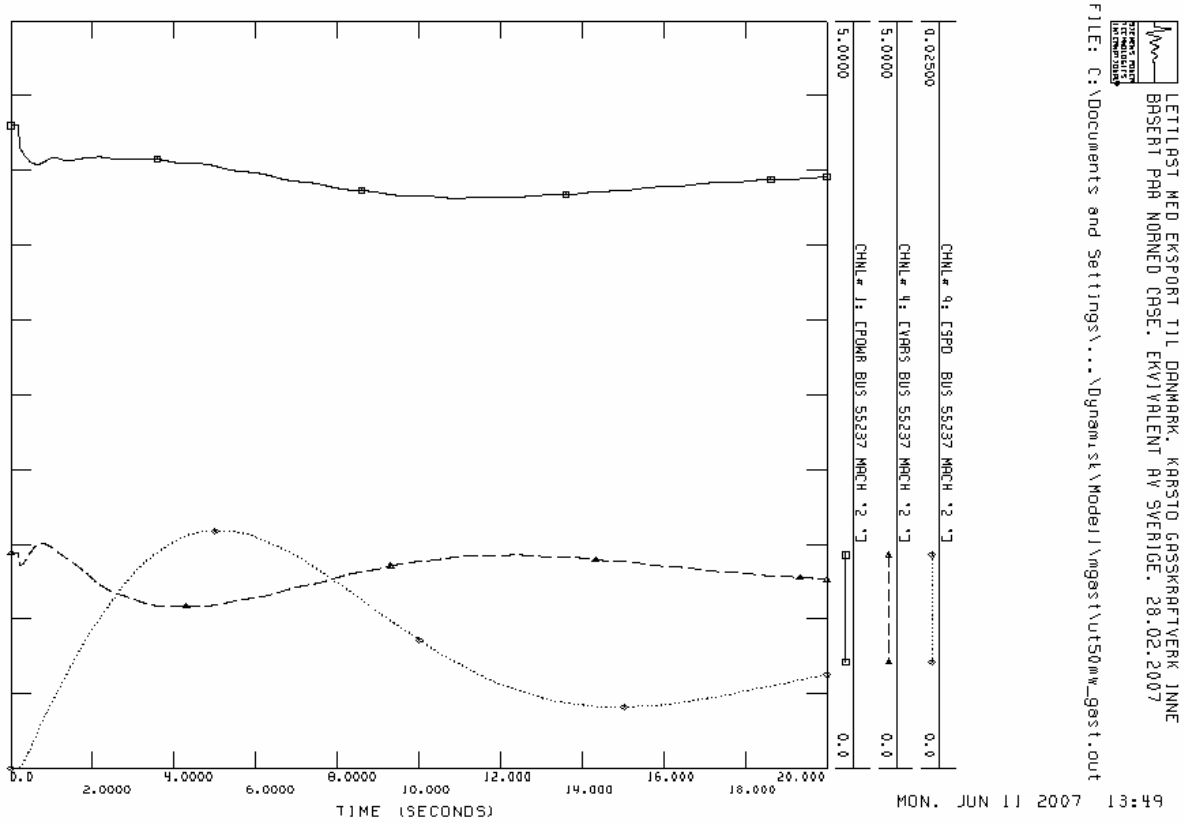


Forløpet til spenningene på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 35MW gassturbinen, GAST

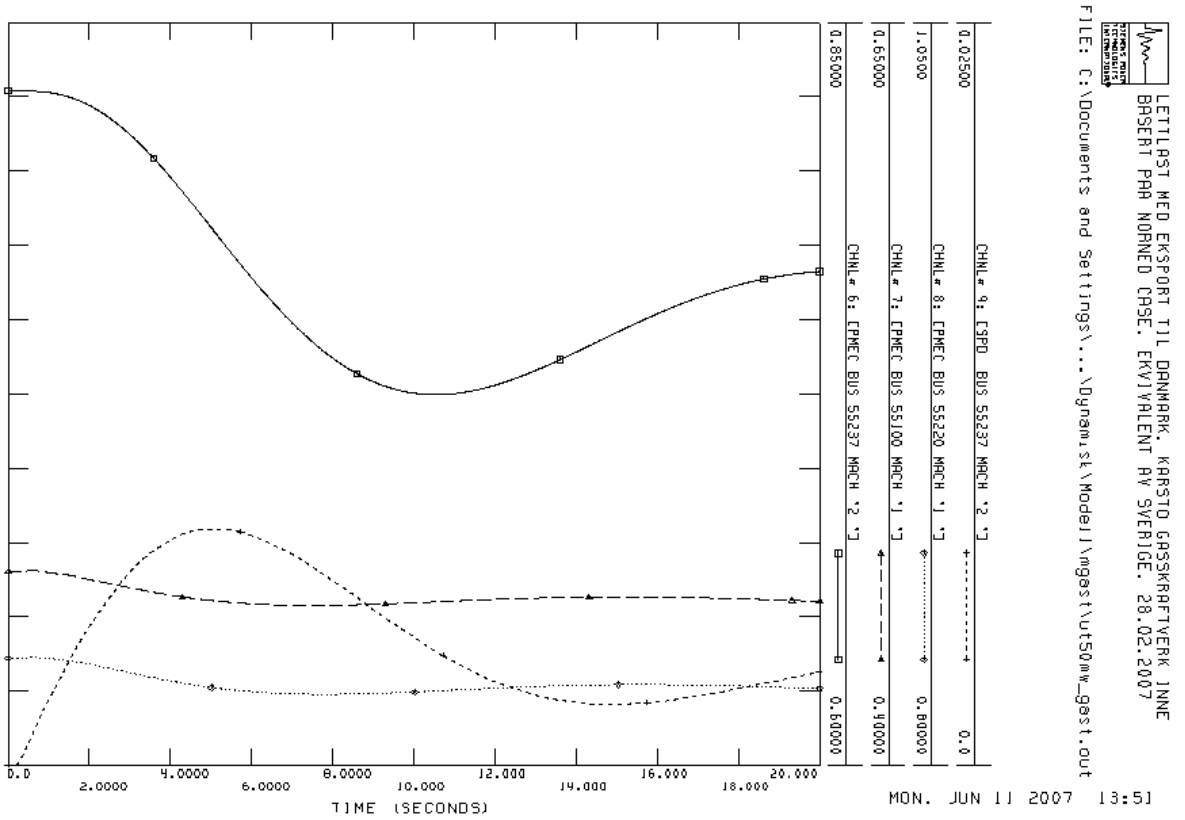


Mekanisk effekt og hastighet for URCSCT-modellen etter utkobling av 35MW gassturbin og 17,4MW på Stord.

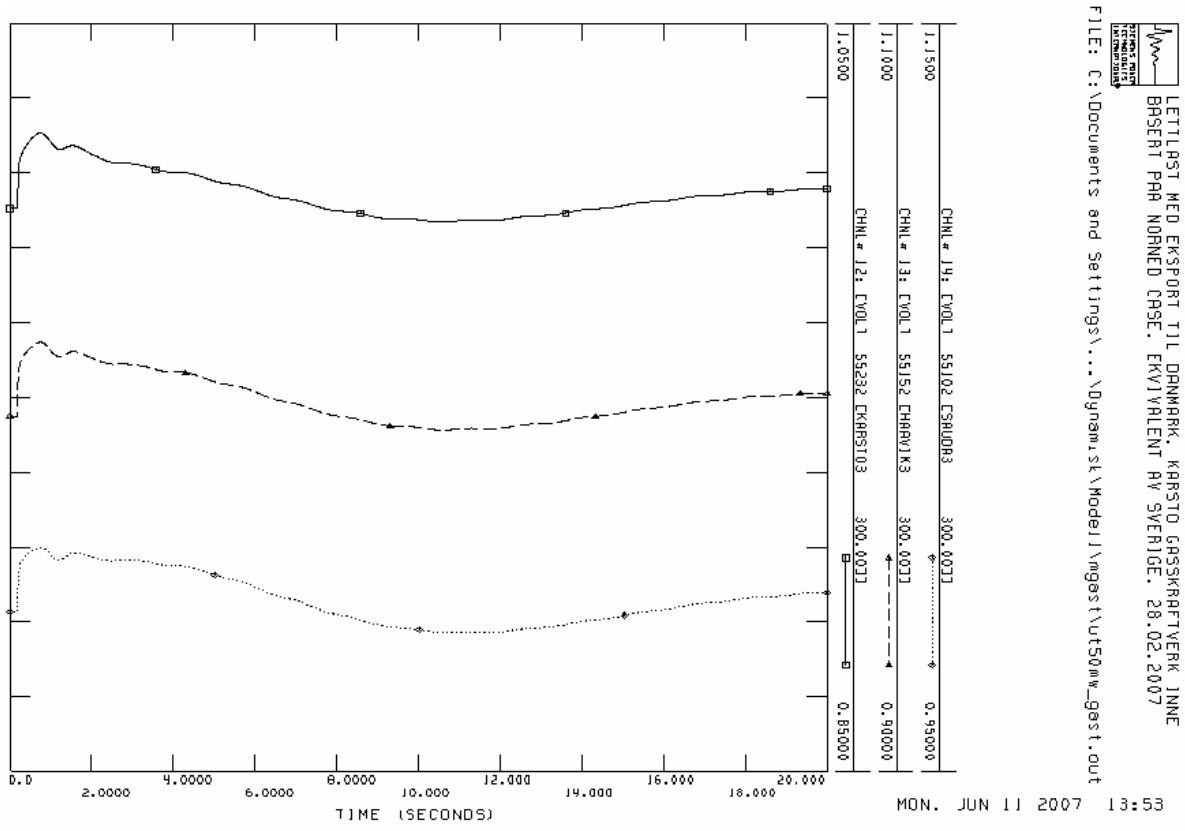
Vedlegg 2.4) Utkobling av 50MW på Håvik med GAST –modellen



Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet i gasskraftverket, GAST

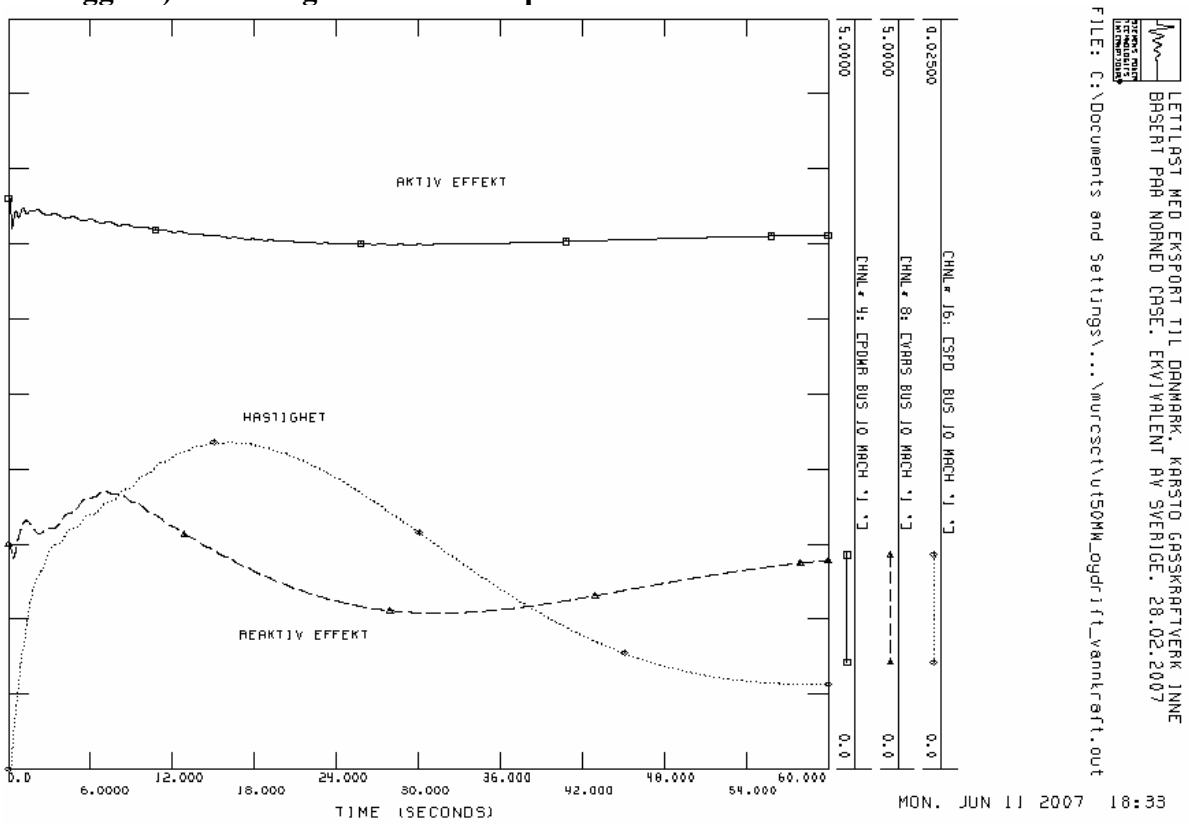


Mekanisk effekt og hastighet i gasskraftverket,
samt mekanisk effekt i kraftverkene på Sauda og Blåfalli, GAST

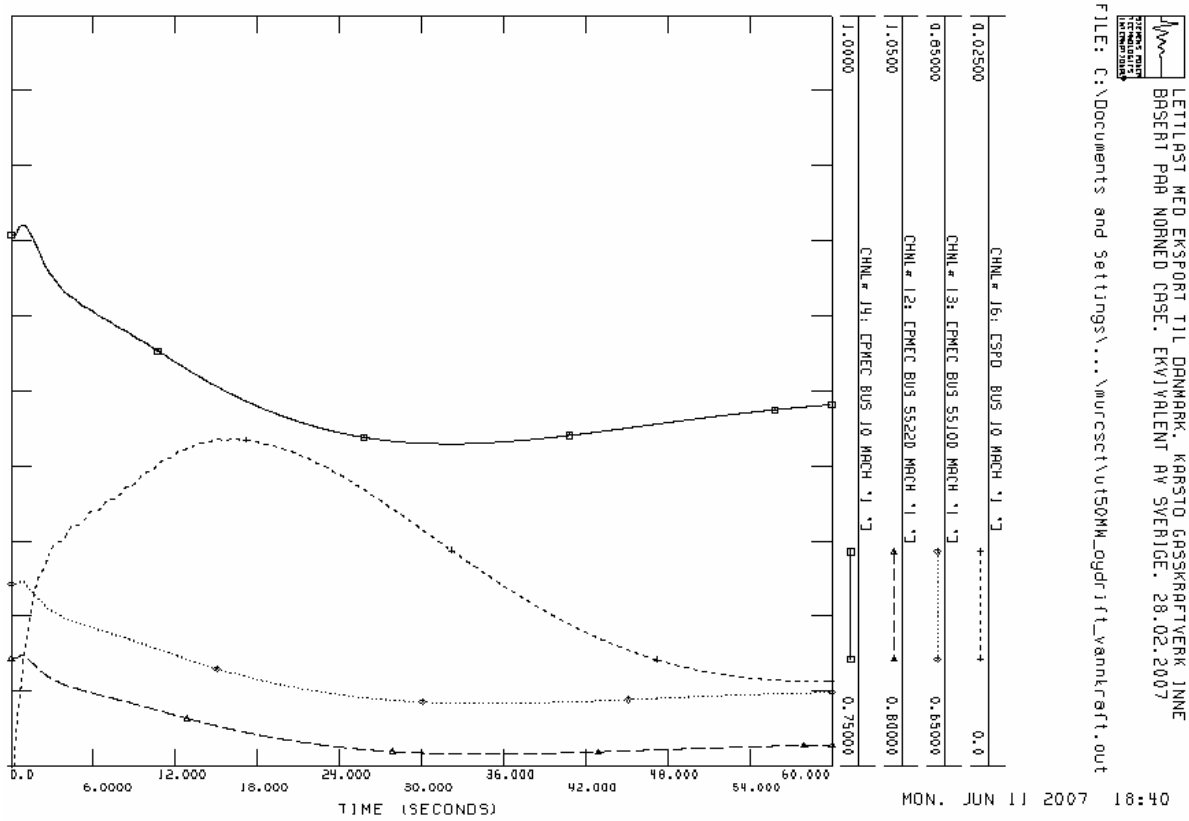


Forløpet til spenningene på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 50MW last på Håvik, GAST

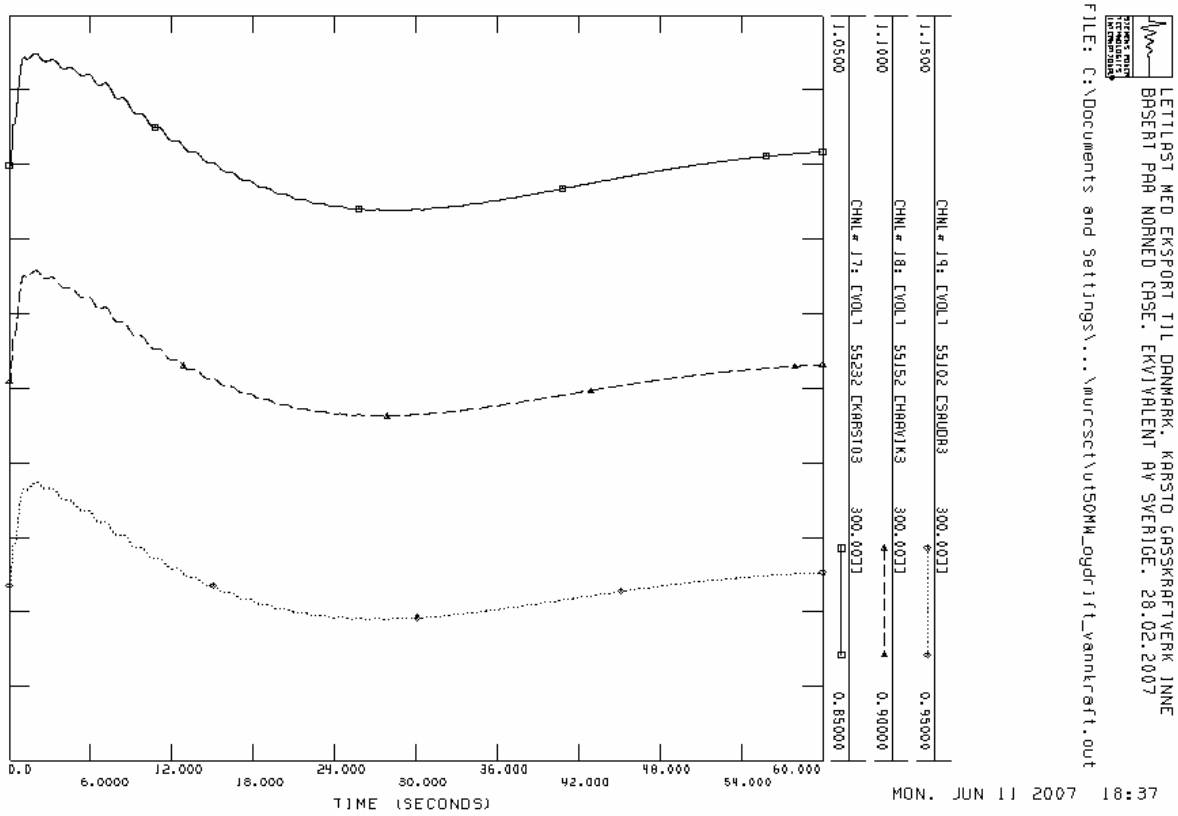
Vedlegg 2.5) Utkobling av 50MW last på Håvik med vannkraftverk



Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet i vannkraftverket



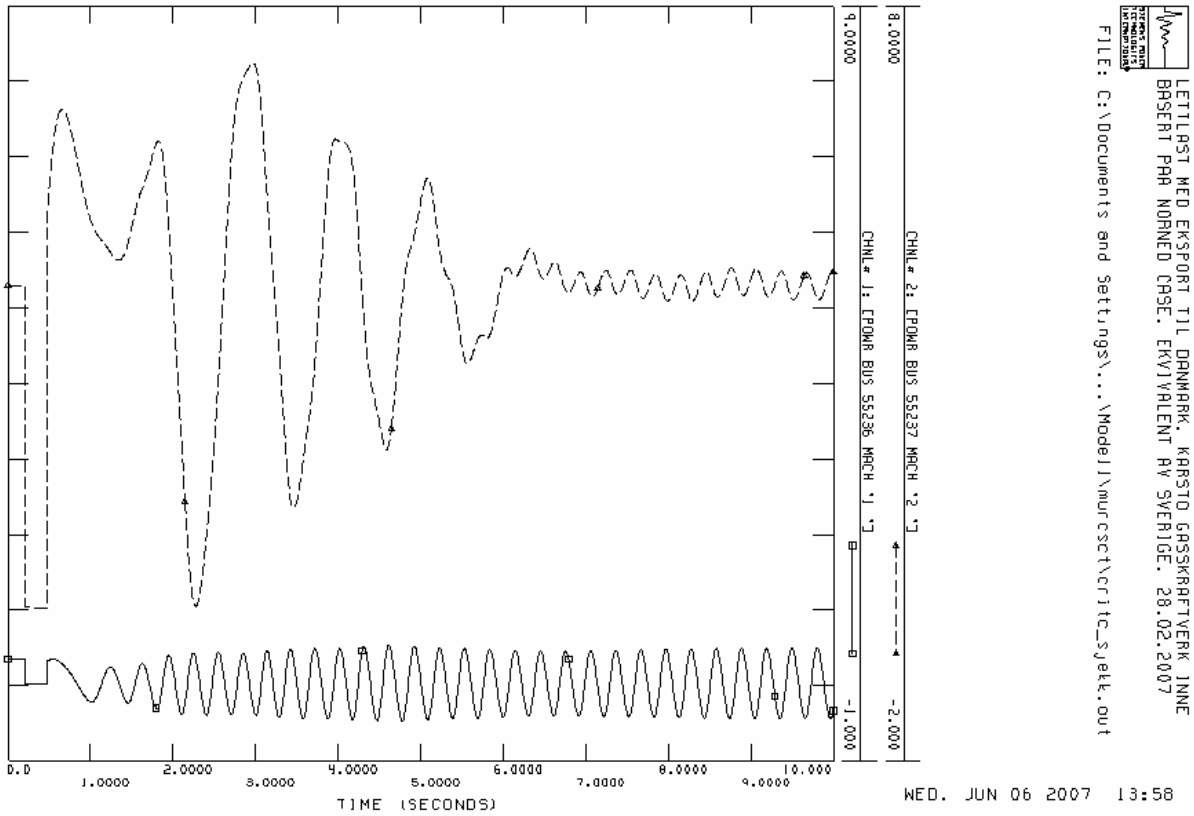
Mekanisk effekt og hastighet i vannkraftverket,
samt mekanisk effekt for kraftverkene på Sauda og Blåfalli



Spenninger på Kårstø, Håvik og Sauda etter utkobling av 50MW last på Håvik med vannkraftverk

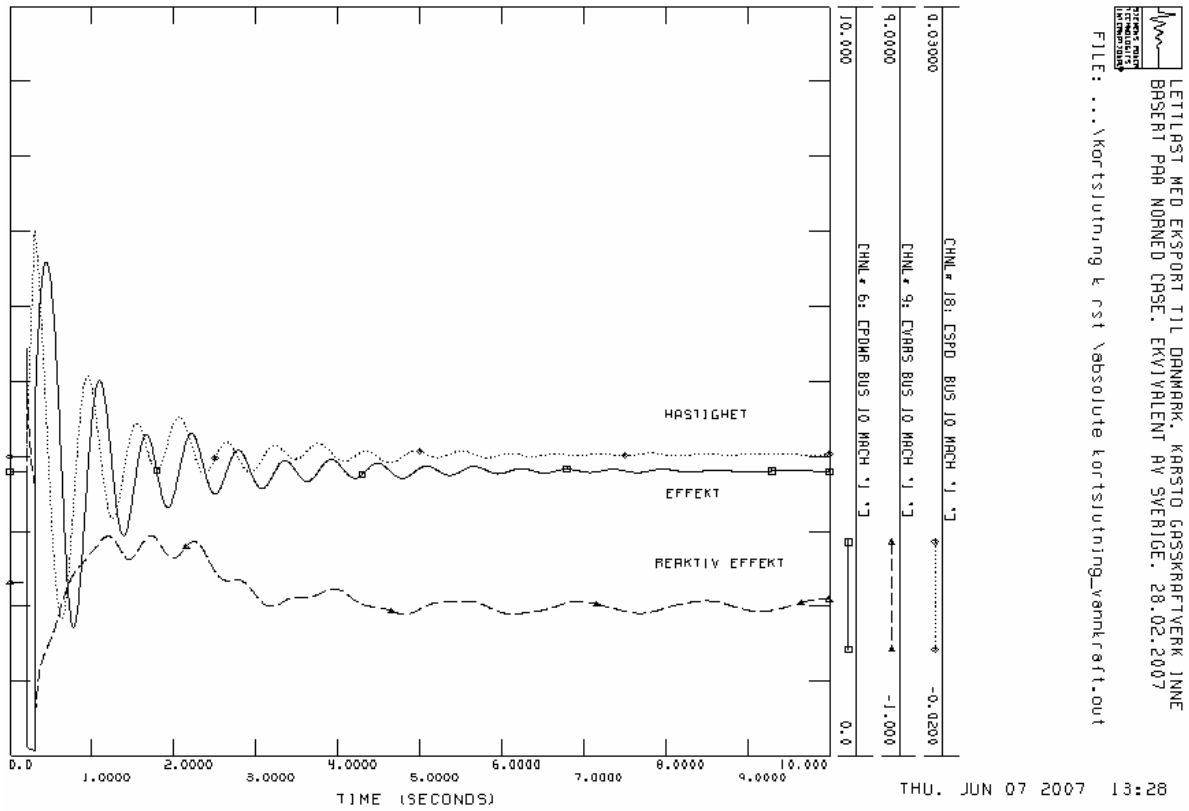
Vedlegg 2.6) Kritisk bortkoblingstid.

35MW gassturbinen faller ut av synkronisme, noe som forårsaker rippelen i det kombinerte kraftverket mot slutten av simuleringen. Aksene er -100 til 900MW for 35MW turbinen og -200MW til 800MW for det kombinerte kraftverket.

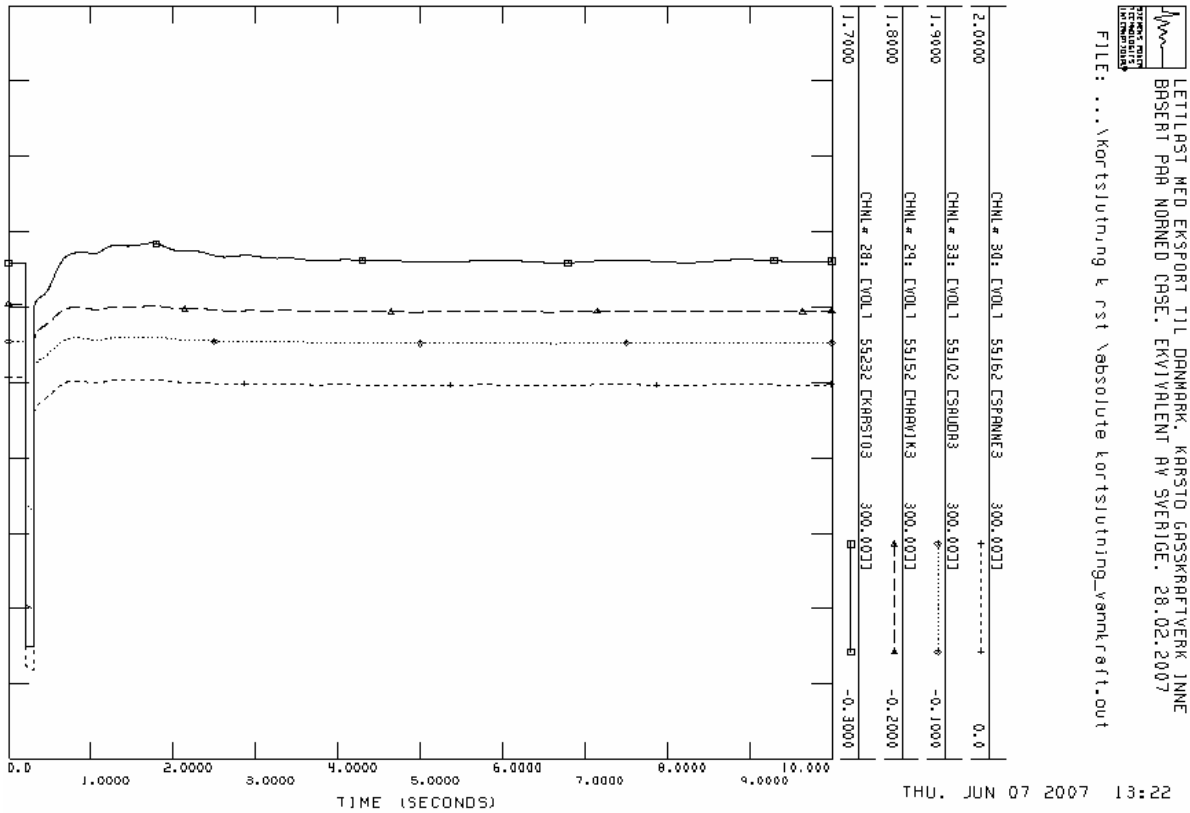


I praksis ville gassturbinen trippe tidlig i forløpet. Når dette ikke skjer, og generatoren blir stående og pendle fram og tilbake tar det også bort noe av realiteten til simuleringen. Det er for eksempel vanskelig å fastslå hva slags innvirkning pendlingene har på forløpet i det kombinerte kraftverket før de store svingningene er dempet ut ved ca 7 sekunder. Antageligvis vil en slik ustabilitet virke negativt inn på stabiliteten til omliggende enheter også.

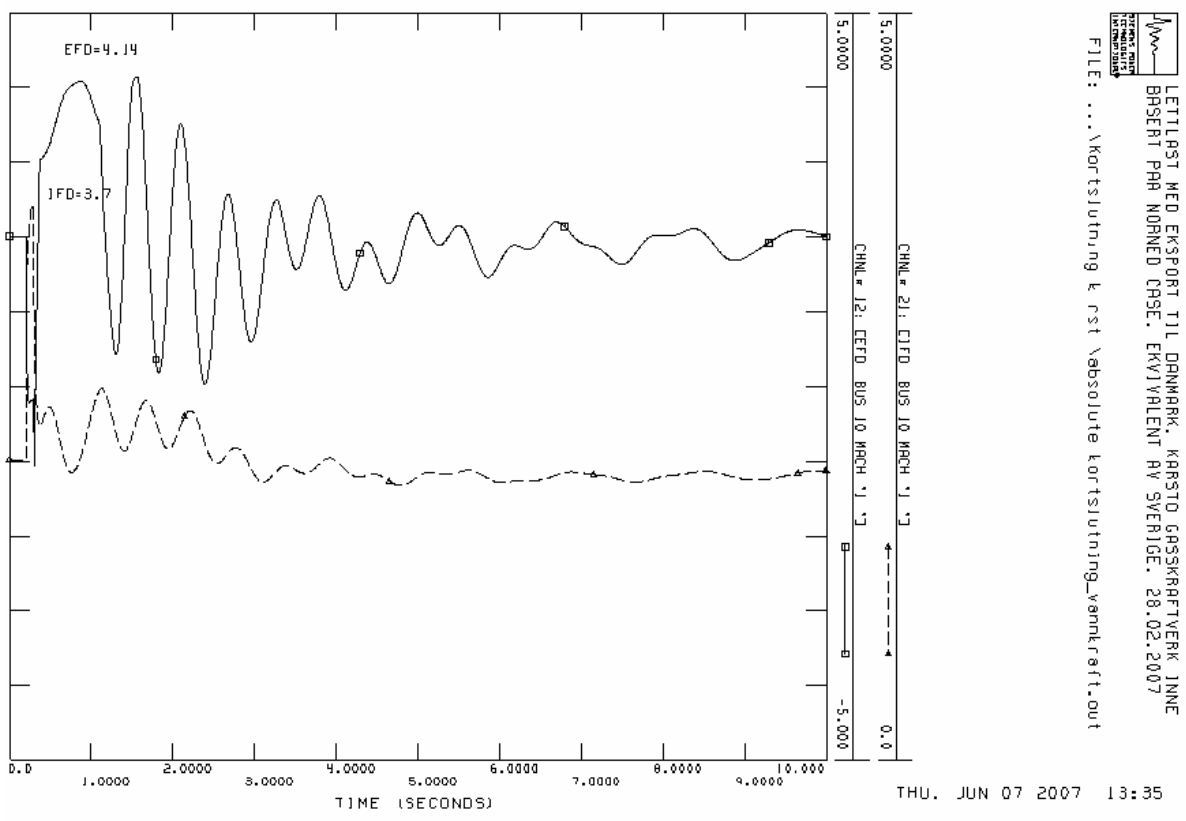
Vedlegg 2.7) 100ms trefase kortslutning på linja Kårstø-Håvik med vannkraftverk på Kårstø.



Effekt, reaktiv effekt og hastighet for vannkraftverket.

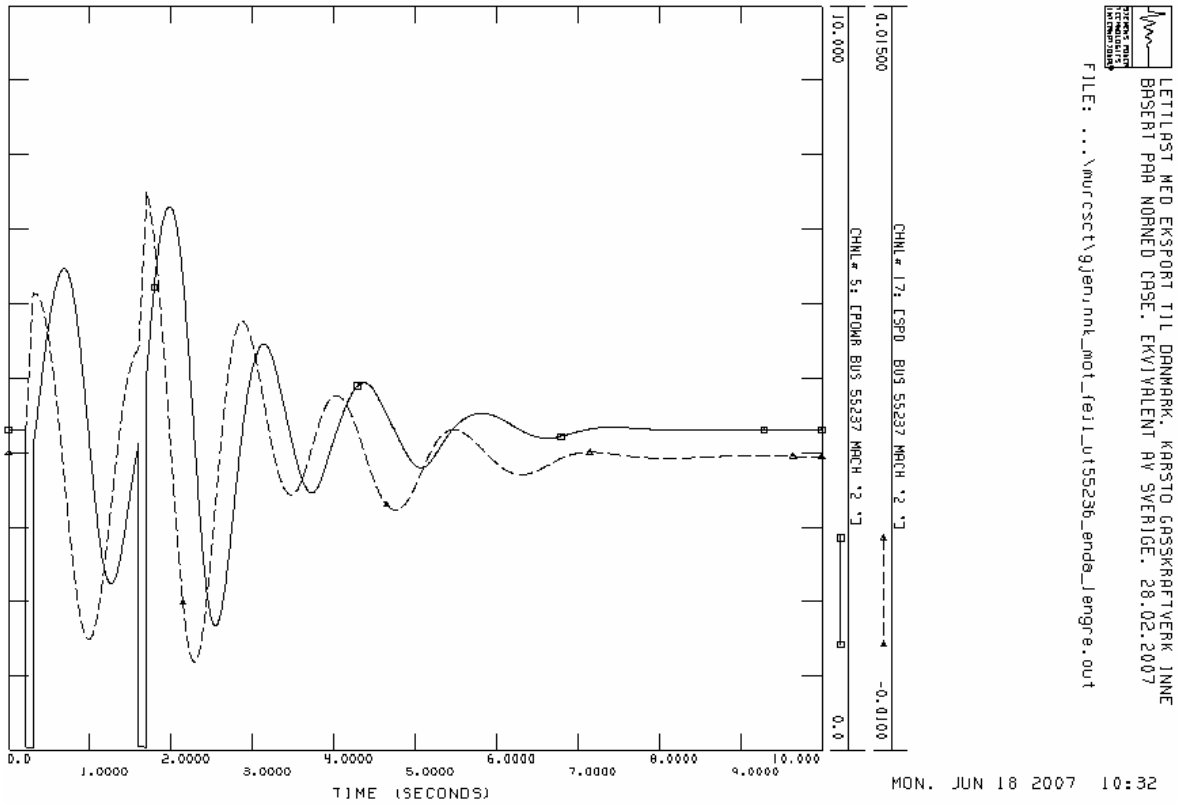


Spenningen på 300kV samleskinnene på Kårstø, Håvik, Sauda og Spanne



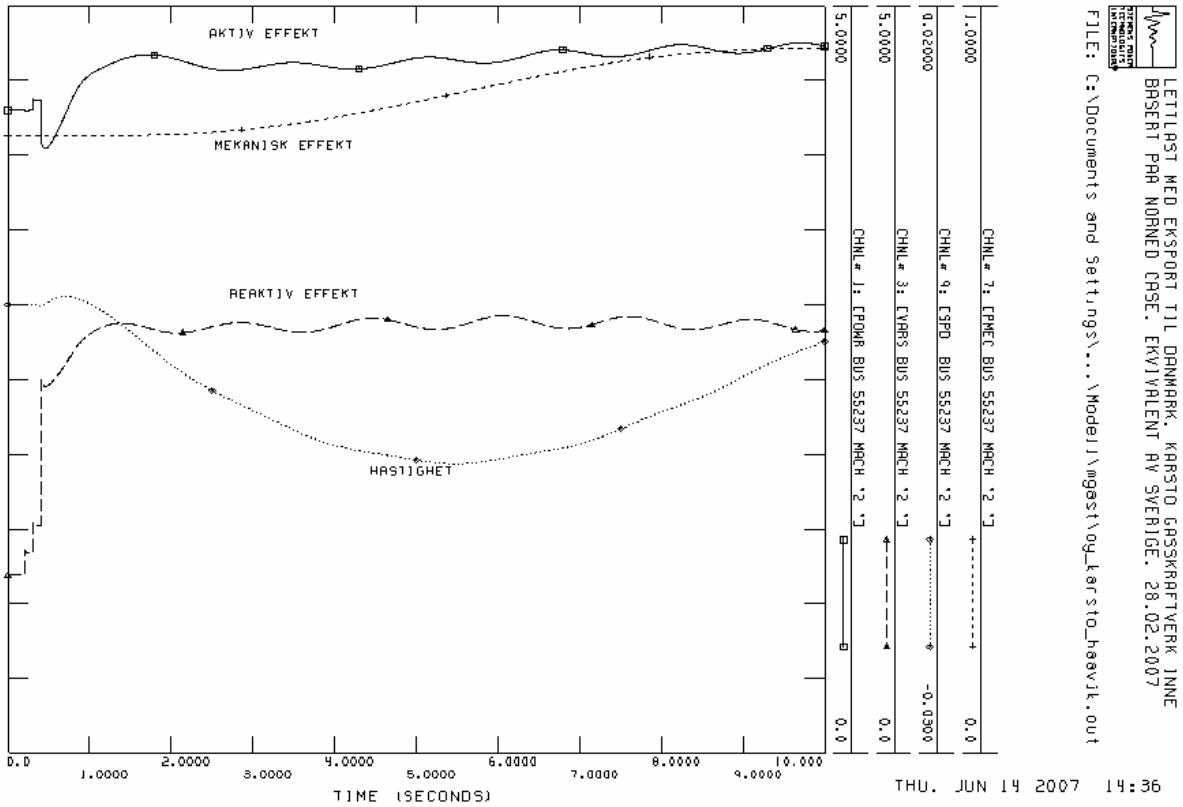
Feltspenning og feltstrøm for vannkraftverket

Vedlegg 2.8) Gjeninnkobling ved maks hastighet

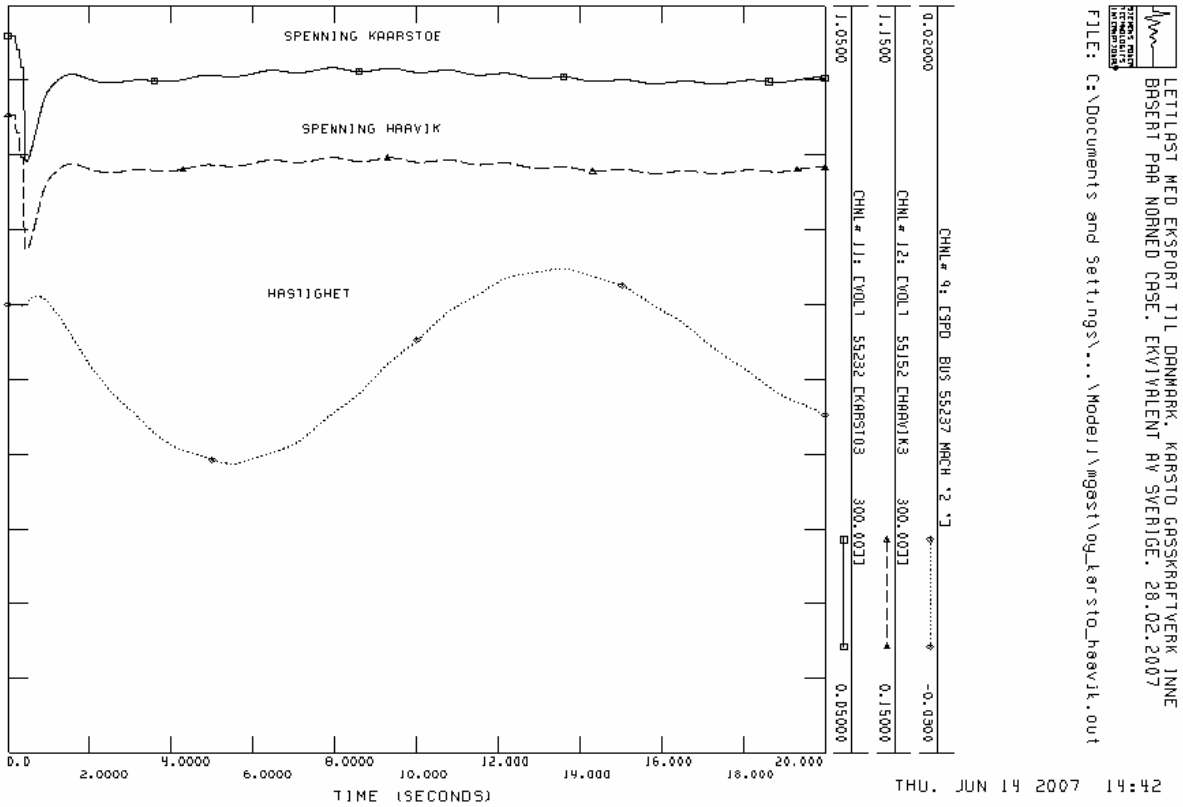


Hastighet og aktiv effekt i kraftverket når gjeninnkobling skjer idet hastigheten er på topp

Vedlegg 2.9) Utkobling av linjer for å gjøre Kårstø og Håvik til øyområde med GAST-modellen

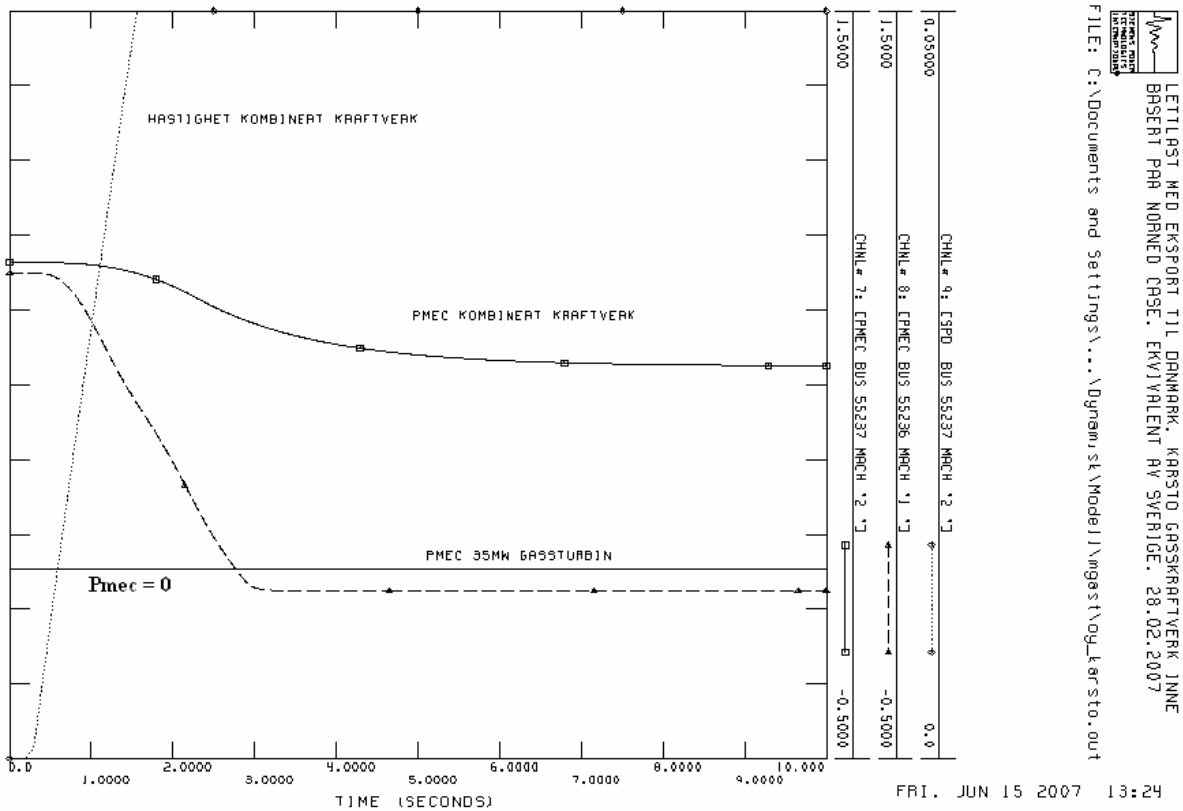


Aktiv effekt, reaktiv effekt, mekanisk effekt og hastighet for maskinen, GAST



Spenning på Kårstø og Håvik og hastighet for maskinen, GAST

Vedlegg 2.10) Kårstø som eget øyområde med GAST –modellen



Forløpet ved Kårstø som eget øyområde simulert med GAST-modellen